

Revisión del estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)
aplicado en sistemas eléctricos de potencia

Romario Maldonado Gualdrón

Trabajo de grado para optar al título de “Especialista en sistemas de distribución de energía
eléctrica”

Director

Johann Farith Petit Suárez

Doctor en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas

Escuela de ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mis padres y a mi hermano, por ser mi hogar en cada paso del camino. Gracias por su amor incondicional, su apoyo constante y por creer en mí incluso cuando yo dudaba.

Este logro también es de ustedes.

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a Dios, por guiar cada uno de mis pasos, por darme la fortaleza en los momentos difíciles y por permitirme crecer no solo como profesional, sino también como persona.

A mi familia, especialmente a mis padres y a mi hermano, por su amor incondicional, su apoyo constante y por ser el pilar fundamental que sostuvo este camino. Cada logro alcanzado es por y para ellos.

A mi director de tesis, por su orientación, su paciencia y su calidad humana. Gracias por compartir su conocimiento y por acompañarme en este proceso con dedicación y compromiso.

Tabla de Contenido

Introducción	11
Objetivos.....	13
Objetivo general.....	13
Objetivos específicos	13
1. Capítulo 1. Tecnología en los Sistemas BESS.....	14
1.1 Inicios y desarrollo tecnológico	14
1.1.1 Evolución de las Baterías.....	14
1.1.2. Investigaciones y tecnologías futuras.....	20
1.1.3. Sistemas BESS en la actualidad.....	24
1.2. Principios de operación.....	26
1.3. Componentes.....	28
1.4. Vida útil.....	32
1.4.1. Factores determinantes de la vida útil.....	33
1.4.2. Avances tecnológicos y tendencias hacia 2026.....	34
1.5. Funcionalidades.	34
1.5.1. Gestión de energía y optimización económica.....	35
1.5.2. Soporte a la red eléctrica.....	35
1.5.3. Integración de energías renovables	36
1.5.4. Respaldo y continuidad del servicio	37
1.6. Impacto ambiental.....	38
2. Capítulo 2. Sistema BESS – Aplicaciones	40
2.1. Fundamentos Técnicos de los BESS.....	40

Estado del arte Baterías BESS	5
2.1.1. Definición y Clasificación	40
2.1.2. Servicios que Proveen los BESS en Sistemas de Potencia	42
2.1.3. Arquitectura de un Sistema BESS	43
2.2. Integración de Energías Renovables	44
2.2.1. Mecanismos de Mitigación Mediante BESS	44
2.2.2. Configuración de integración física	45
2.3. Estabilización de la Red Eléctrica	48
2.3.1. Mecanismos de Estabilización Mediante BESS	48
2.3.2. Calidad de la Energía y Protección de Cargas Sensibles	49
2.4. Beneficios Económicos	50
2.4.1. Evolución de Costos y Competitividad Económica	51
2.4.2. Costos de Operación y Mantenimiento	52
2.5. Confiabilidad del Suministro	52
2.5.1. Reducción del Riesgo de Apagones	53
2.6. Flexibilidad Operativa y Respaldo	54
2.6.1. Capacidades de Respuesta Dinámica	54
2.6.2. Estrategias Avanzadas de Control	55
3. Capítulo 3. Marco normativo y regulatorio	57
3.1. Marco Normativo Nacional – Colombia	57
3.1.1. Ley 1715 de 2014 y sus Modificaciones	57
3.1.2. Resoluciones CREG Aplicables a BESS	58
3.1.3. Marco Regulatorio UPME	59
3.1.4. Normativa Técnica: RETIE y NTC	60

3.1.5. Proyectos Regulatorios en Trámite	61
3.2. Marco Normativo Internacional	61
3.2.1. Estándares de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)	62
3.2.2. Estándares del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)	63
3.2.3. Normas UL: UL 9540 y UL 9540 ^a	64
3.2.4. Normas NFPA (National Fire Protection Association)	65
3.2.5. Regulación de la Unión Europea	66
3.2.6. Regulación de Estados Unidos (FERC)	67
3.3. Marco Normativo En Latinoamérica	67
3.3.1. Chile	67
3.3.2. México	69
3.3.3. Brasil	70
3.3.4. Argentina.....	70
3.3.5. Perú	71
3.3.6. Ecuador	72
3.4. Análisis Comparativo.....	72
3.4.1. Comparativa Internacional General	72
3.4.2. Comparativa de Normas Técnicas de Seguridad	74
3.5. Brechas Regulatorias Y Recomendaciones	75
3.5.1. Brechas Identificadas en Colombia.....	75
4. Capítulo 4. Sistema BESS – Análisis de costos	77
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Evolución de las baterías.....	19
Figura 2 Batería de flujo redox.....	23
Figura 3 Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS).....	28
Figura 4 Operación y uso de un Sistema de Almacenamiento de Energía.....	32
Figura 5 <i>Sistema híbrido Planta Fotovoltaica-BESS</i>	47

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de tecnologías de baterías utilizadas en BESS	40
Tabla 2 Servicios de los BESS en sistemas eléctricos de potencia.....	42
Tabla 3 Arquitectura funcional de un BESS y normativa aplicable por subsistema	43
Tabla 4 Configuraciones de Integración de Sistemas BESS con Generación Renovable	46
Tabla 5 <i>Incentivos de la Ley 1715 de 2014 aplicables a sistemas BESS</i>	57
Tabla 6 Resoluciones CREG relevantes para BESS en Colombia	58
Tabla 7 RETIE y NTC aplicables a instalaciones BESS en Colombia.....	60
Tabla 8 <i>Estándares IEC fundamentales para BESS</i>	62
Tabla 9 Estándares IEEE aplicables a BESS.....	63
Tabla 10 Estándares de seguridad Underwriters Laboratories.....	65
Tabla 11 Normas de protección contra incendios en instalaciones BESS de la NFPA.....	65
Tabla 12 Marco regulatorio BESS en Chile.....	68
Tabla 13 Matriz comparativa de madurez regulatoria BESS por país o región	73
Tabla 14 <i>Correspondencia entre estándares de seguridad BESS por región</i>	74
Tabla 15 <i>Brechas regulatorias BESS en Colombia y recomendaciones</i>	75

Resumen

Título: Revisión del estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) aplicado en sistemas eléctricos de potencia. *

Autor: Romario Maldonado Gualdrón**

Palabras clave: BESS, transición energética, batería, almacenamiento, eficiencia energética, sistema de potencia.

Descripción:

El avance de la transición energética global plantea nuevos desafíos técnicos y abre un amplio espectro de oportunidades de investigación y desarrollo, sin embargo, uno de los retos más significativos está asociado al almacenamiento de energía, impulsado por el creciente uso de fuentes de generación de energía renovable que presentan un carácter intermitente, como la energía eólica y la solar fotovoltaica. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, conocidos por sus siglas en inglés como BESS (Battery Energy Storage Systems), surgen como una tecnología que busca garantizar la estabilidad, confiabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos de potencia; por esto, la presente monografía desarrolla una revisión del estado del arte de los sistemas BESS y su aplicación en sistemas eléctricos de potencia.

Este documento se enfoca en realizar un análisis detallado de su funcionamiento, de los avances tecnológicos recientes, sus diferentes aplicaciones, la normativas nacionales e internaciones que rigen sobre ellos y los costos involucrados que se tienen en cuenta para desarrollar la implementación de sistemas BESS dentro del contexto de sistemas eléctricos de potencia

*Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Johann Farith Petit Suárez

Abstract

Title: Review of the state of the art of battery energy storage systems (BESS) applied to electrical power systems. *

Author: Romario Maldonado Gualdrón**

Key words: BESS, energy transition, battery, storage, energy efficiency, power system.

Description:

The progress of the global energy transition poses new technical challenges and opens a broad spectrum of research and development opportunities. However, one of the most significant challenges is associated with energy storage, driven by the growing use of renewable energy generation sources that are intermittent in nature, such as wind and photovoltaic solar energy. In this context, Battery Energy Storage Systems, known by their acronym BESS, emerge as a technology that seeks to guarantee the stability, reliability, and efficiency of electrical power systems. Therefore, this monograph develops a state-of-the-art review of BESS systems and their application in electrical power systems.

This document focuses on conducting a detailed analysis of their operation, recent technological advances, their various applications, the national and international regulations that govern them, and the costs involved in implementing BESS systems within the context of electrical power systems

*Bachelor Thesis

** Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering.

Introducción

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías BESS representan una tecnología estratégica para enfrentar los desafíos energéticos contemporáneos y aquellos asociados a la transición energética en donde se prioriza la penetración de fuentes de generación de energía renovables no convencionales que en algunos casos pueden llegar a ser intermitentes e impredecibles porque dependen de factores incontrolables como la velocidad del viento o la radiación solar. A medida que este tipo de fuentes de generación se incorporen progresivamente a la red, aparece la necesidad de implementar soluciones que permitan almacenar la energía generada durante los periodos de baja demanda y poder aprovecharla cuando la demanda sea alta o cuando las condiciones meteorológicas no son favorables para la generación de energía. En estas circunstancias, los sistemas BESS emergen como componentes fundamentales para garantizar la estabilidad, confiabilidad y resiliencia de los sistemas eléctricos en un escenario de creciente dependencia de fuentes renovables no convencionales (Kabeyi & Olanrewaju, 2024).

La investigación sobre sistemas de almacenamiento de energía en baterías resulta pertinente ante la necesidad de avanzar hacia soluciones sostenibles que contribuyan a la mitigación del cambio climático y así seguir reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. En los sistemas BESS se encuentra una alternativa limpia para almacenar y gestionar la energía, la optimización de las redes y los sistemas eléctricos de potencia ya que no solo permiten almacenar energía, sino que también contribuyen a la estabilidad de las redes eléctricas y a contrarrestar los picos de demanda.

De momento, los BESS son una tecnología que se encuentra en desarrollo y evolución, se proyecta que, con el avance en materiales y procesos de fabricación o producción, los costos asociados disminuirán significativamente, además habrá mejoras en su eficiencia y su vida útil haciendo que cada vez los sistemas BESS sean más viables para una amplia gama de aplicaciones que pasan desde el sector residencial hasta proyectos de gran escala en sistemas eléctricos complejos. El almacenamiento de energía a través de baterías ofrece también ventajas medioambientales debido a su capacidad de optimizar el uso de energía renovable y contribuir a la descarbonización del sector energético, lo que refuerza su papel como pilar fundamental en la transición.

Objetivos

A continuación, se expone el objetivo general junto con los objetivos específicos establecidos para la presente monografía. El cumplimiento de dichos objetivos permitirá la elaboración de un documento que refleje la investigación desarrollada sobre los sistemas BESS.

Objetivo general

Realizar una revisión integral del estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) aplicado en sistemas eléctricos de potencia.

Objetivos específicos

Analizar el estado actual y las proyecciones futuras de la tecnología empleada en los sistemas de almacenamiento de energía en baterías BESS dentro del contexto de sistemas eléctricos de potencia.

Identificar las diversas aplicaciones que tienen los sistemas de almacenamiento de energía en baterías BESS en los sistemas eléctricos de potencia.

Verificar la normativa existente y regulación asociada a sistemas de almacenamiento de energía en baterías BESS.

Llevar a cabo un análisis de los costos vinculados a la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías BESS en sistemas eléctricos de potencia.

1. Capítulo 1. Tecnología en los Sistemas BESS

1.1 Inicios y desarrollo tecnológico

1.1.1 *Evolución de las Baterías*

Algunos científicos consideran que los primeros artefactos con características similares a las de una batería provienen del año 200 a. C. En la década de 1930 durante unas excavaciones que se llevaron a cabo en una aldea al sureste de Bagdad, los trabajadores del departamento Estatal Iraquí del Ferrocarril descubrieron una vieja tumba donde se alojaban un sinnúmero de antigüedades, entre los objetos encontrados hubo uno particularmente curioso al que posteriormente se le dio el nombre de “La Batería de Bagdad”. Cada Batería de Bagdad contiene un cilindro de cobre, compuesto por una vasija de barro de aproximadamente 13 cm de altura y sellado con una sustancia similar al betún, en el interior del recipiente de cobre reposa una varilla de hierro oxidado (BBC, 2017). Con esta descripción de la estructura se puede hacer un símil con una celda galvánica simple, donde es posible agregar al recipiente un electrolito de cualquier tipo, como un jugo de limón o un poco de vinagre, cuando el recipiente se llena con una solución electrolítica, el cobre y el hierro actúan como electrodos y se supone que se producirá una corriente eléctrica (Lifeder, 2020).

Las baterías modernas tienen su origen a comienzos del siglo XIX. Fue en el año 1800 cuando el físico italiano Alessandro Volta construyó la primera batería funcional, conocida hoy como la pila voltaica. Este avance fue motivado por los experimentos de Luigi Galvani, quien observó la pata de una rana contraerse al tocarla con dos metales distintos, como cobre y zinc.

Galvani atribuyó este fenómeno a lo que llamó "electricidad animal", mientras que Volta lo interpretó como el resultado de una corriente eléctrica generada por el contacto entre los metales.

Con el objetivo de probar su teoría, Volta diseñó un dispositivo capaz de producir un flujo continuo de electricidad. Para ello, se utilizaron discos alternados de zinc y cobre, separados por telas o cartones empapados en salmuera que funcionaban como electrolitos. Al conectar un cable entre los extremos de la pila, los electrones se desplazaban del zinc al cobre debido a la diferencia de electronegatividad entre ambos materiales, generando así una corriente eléctrica.

La pila voltaica representó una innovación trascendental, al constituirse en la primera fuente constante y confiable de corriente eléctrica, sentando las bases para el desarrollo de las baterías modernas («Alessandro Volta», 1927; Corominas Viñas & Caamaño Ros, 2022)

La pila voltaica representó un avance revolucionario en su época, aunque no estuvo exenta de desventajas. Una de las más relevantes fue la disminución del voltaje tras un uso prolongado, causada principalmente por la acumulación de burbujas de hidrógeno en los electrodos de cobre, fenómeno conocido como polarización. Este problema fue abordado en 1836 por el científico británico John Frederic Daniell. El diseño innovador propuesto por Daniell ofrece una tensión eléctrica más estable y continua que la pila de Volta, y además solucionaba eficazmente el problema de la acumulación de burbujas de hidrógeno en el electrodo de cobre.

“La celda Daniell” representó un gran paso adelante en el desarrollo de baterías y fue ampliamente utilizada para alimentar las primeras infraestructuras de telégrafo y teléfono. Constituyó uno de los primeros ejemplos de diseño ingenieril aplicado para superar las limitaciones de tecnologías previas. Los aportes combinados de Volta y Daniell sentaron las bases para las baterías modernas (Yuan et al., 2024).

Hacia el año 1839, William Robert Grove desarrolló la celda conocida como pila de Grove, una variante mejorada de la pila Daniell. Este dispositivo empleaba un ánodo de zinc sumergido en ácido sulfúrico y un cátodo de platino colocado en ácido nítrico, separados entre sí por una barrera de barro.

Gracias a su diseño, la pila de Grove generaba una corriente intensa y un voltaje que duplicaba aproximadamente al de la pila Daniell. Debido a estas ventajas, fue ampliamente utilizada durante un período como fuente de energía en las redes telegráficas de Estados Unidos (Thomas, 2012).

Para el año 1859 se crea la “Pila de Plomo-ácido”, Gastón Planté fue el creador de la batería de plomo-ácido, considerado el primer acumulador, es decir, la primera batería capaz de recargarse. Esto se logra al invertir el flujo de corriente eléctrica para restaurar los compuestos químicos que se han consumido. Este tipo de batería está formado por un ánodo de plomo y un cátodo de dióxido de plomo, ambos sumergidos en una solución de ácido sulfúrico (Mateo & Sánchez, 2016).

En el año 1866 Georges Leclanché inventó y patentó una celda electroquímica llamada “La pila Leclanché”. Georges Leclanché desarrolló una batería compuesta por un ánodo de zinc y un cátodo de dióxido de manganeso, ambos envueltos en un material poroso e inmersos en un recipiente con una solución de cloruro de amonio. El cátodo, además, contenía una pequeña cantidad de carbono, lo cual mejoraba tanto la conductividad eléctrica como la absorción del electrolito (Augustynski et al., 1972).

En 1887, Carl Gassner registró la patente de una versión modificada de la celda Leclanché, conocida como la “pila de zinc-carbono”. Esta innovación fue denominada pila seca porque, a diferencia de las pilas húmedas, no contenían un electrolito líquido libre. En su lugar, el cloruro de amonio se combinó con yeso de París para formar una pasta, a la que se añadió cloruro de zinc

con el fin de aumentar su duración. A diferencia de las pilas húmedas, la pila seca de Gassner era más estable, no requería mantenimiento, no presentaba riesgos de derrames y podía utilizarse en cualquier posición (Gassner, 1887).

En 1899, el científico sueco Waldmar Jungner desarrolló la primera batería alcalina: la batería de níquel-cadmio. Esta innovadora batería recargable, destinada tanto a usos domésticos como industriales, utilizaba electrodos de níquel y cadmio sumergidos en una solución de hidróxido de potasio. Su comercialización comenzó en Suecia en 1910 y no fue hasta 1946 que llegó al mercado estadounidense. Los modelos iniciales eran bastante resistentes y ofrecían una densidad de energía notablemente superior a la de las baterías de plomo-ácido. Sin embargo, su elevado costo, junto con problemas como el efecto memoria y el impacto ambiental del cadmio altamente contaminante han reducido considerablemente su uso en la actualidad (Whittingham, 2012).

La batería alcalina común surgió como una solución a las limitaciones de las baterías de zinc-carbono, que fueron muy utilizadas hasta finales de los años 50. Aunque eran populares, su corta duración afectaba negativamente las ventas. Las primeras versiones de baterías alcalinas eran similares a las de zinc-carbono, pero utilizaban hidróxido de potasio (KOH) como electrolito en lugar del anterior. Este compuesto, que contiene potasio —un metal alcalino—, es el origen del nombre “alcalina”. En 1955, un ingeniero llamado Lewis Urry, que trabajaba para la compañía Eveready (hoy conocida como Energizer), buscaba mejorar la duración de las baterías de zinc-carbono. Sin embargo, pronto se dio cuenta de que las baterías alcalinas ofrecían un mayor potencial. Hasta ese momento, las versiones alcalinas más resistentes eran demasiado costosas para ser prácticas. Urry desarrolló una batería que utilizaba dióxido de manganeso como cátodo, zinc en polvo como ánodo y un electrolito alcalino. Gracias al uso de zinc pulverizado, el ánodo

tenía una superficie mayor, lo que mejoraba el rendimiento. Estas nuevas baterías fueron lanzadas al mercado en 1959 (Fowler, 1994).

Con la creciente adopción y desarrollo de las baterías de iones de litio, el inicio del siglo XXI marcó una transformación profunda en el ámbito de la tecnología de almacenamiento de energía. Aunque esta tecnología fue desarrollada en los años 80, no fue sino hasta la década del 2000 que su uso se masificó en dispositivos electrónicos portátiles, vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento para energías renovables.

Las baterías de iones de litio ofrecen ventajas significativas frente a sus predecesoras, como una mayor densidad energética, una tasa de autodescarga más baja y la eliminación del efecto memoria, un problema típico de las baterías de níquel-cadmio. Estas últimas perdían capacidad si se recargaban repetidamente sin una descarga completa, como si "recordaran" el nivel de carga anterior. En cuanto a su composición, las baterías de iones de litio suelen contar con un cátodo de óxido de litio y cobalto, un ánodo de grafito y una sal de litio disuelta en un solvente orgánico. Con el tiempo, se han desarrollado otras combinaciones químicas con características particulares, como el fosfato de hierro y litio (LiFePO_4) y el óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (LiNiMnCoO_2) (Goodenough & Park, 2013).

Un hito clave para esta tecnología fue el otorgamiento del Premio Nobel de Química en 2019 a John B. Goodenough, M. Stanley Whittingham y Akira Yoshino, en reconocimiento a su labor en el desarrollo de las baterías de iones de litio (Nobel Prize, 2026).

En la Figura 1 se representa la evolución de las baterías como una línea de tiempo hasta la era moderna.

Figura 1

Evolución de las baterías



Nota. Imagen generada con herramienta Nano Banana de Google Gemini (Gemini, 2026).

1.1.2. Investigaciones y tecnologías futuras

Teniendo en cuenta que el desarrollo de baterías de estado sólido es uno de los avances más esperados dentro del mundo de la tecnología energética, sobre todo para sectores como el de la industria automotriz o los sistemas de almacenamiento a gran escala, y que a diferencia de las baterías convencionales de iones de litio que utilizan electrolitos líquidos o de polímero en forma de gel, utilizan un electrolito totalmente sólido, proporcionando importantes beneficios en seguridad, rendimiento y durabilidad.

Los electrolitos sólidos tienen una de sus principales ventajas en que no se forman las dendritas, que son unas estructuras metálicas que se van formando con los ciclos de carga y descarga y que son las que causan la degradación interna y el riesgo potencial de cortocircuitos de las baterías tradicionales, permitiendo que las baterías de estado sólido alcancen mayores densidades energéticas, es decir, que se pueda almacenar más energía en el mismo volumen.

También, al no utilizar electrolitos líquidos inflamables, se disminuye de manera importante el riesgo de incendios y explosiones, mejorando así la seguridad general del sistema, por eso también las baterías tienen una vida útil más larga, ya que son capaces de soportar muchos más ciclos de carga y descarga sin experimentar una degradación importante y la buena conductividad del electrolito sólido permite procesos de carga más rápidos y un mejor desempeño bajo condiciones extremas, tales como altas temperaturas.

Y a pesar de que los electrolitos sólidos fueron descubiertos ya en el siglo XIX, pero su aplicación práctica se ha visto obstaculizada por diversos problemas técnicos, haciendo que se haya obstaculizado su uso a gran escala hasta hoy en día.

Sin embargo, desde la década de 2010, varios avances científicos y tecnológicos han renovado el interés por esta tecnología, lo que ha impulsado una intensa carrera entre empresas e

instituciones de investigación a nivel mundial, centrada principalmente en su aplicación en vehículos eléctricos.

A pesar de sus ventajas, esta tecnología enfrenta hoy un gran obstáculo: su elevado coste de producción, lo que ha frenado su comercialización masiva. Sin embargo, se está trabajando de forma importante para desarrollar procesos de fabricación más eficientes y económicos, con el fin de poder lograr que puedan incorporarse al mercado en un futuro cercano.

El desarrollo continuo de tecnologías asociadas a las baterías recargables ha traído consigo la necesidad de implementar sistemas que permitan su adecuada supervisión y control. El concepto de "gestión de baterías" comenzó a tomar relevancia desde principios del siglo XX, cuando se utilizaban reguladores de voltaje básicos con el fin de prevenir la sobrecarga, una condición que solía ocasionar fallos prematuros en las primeras generaciones de baterías.

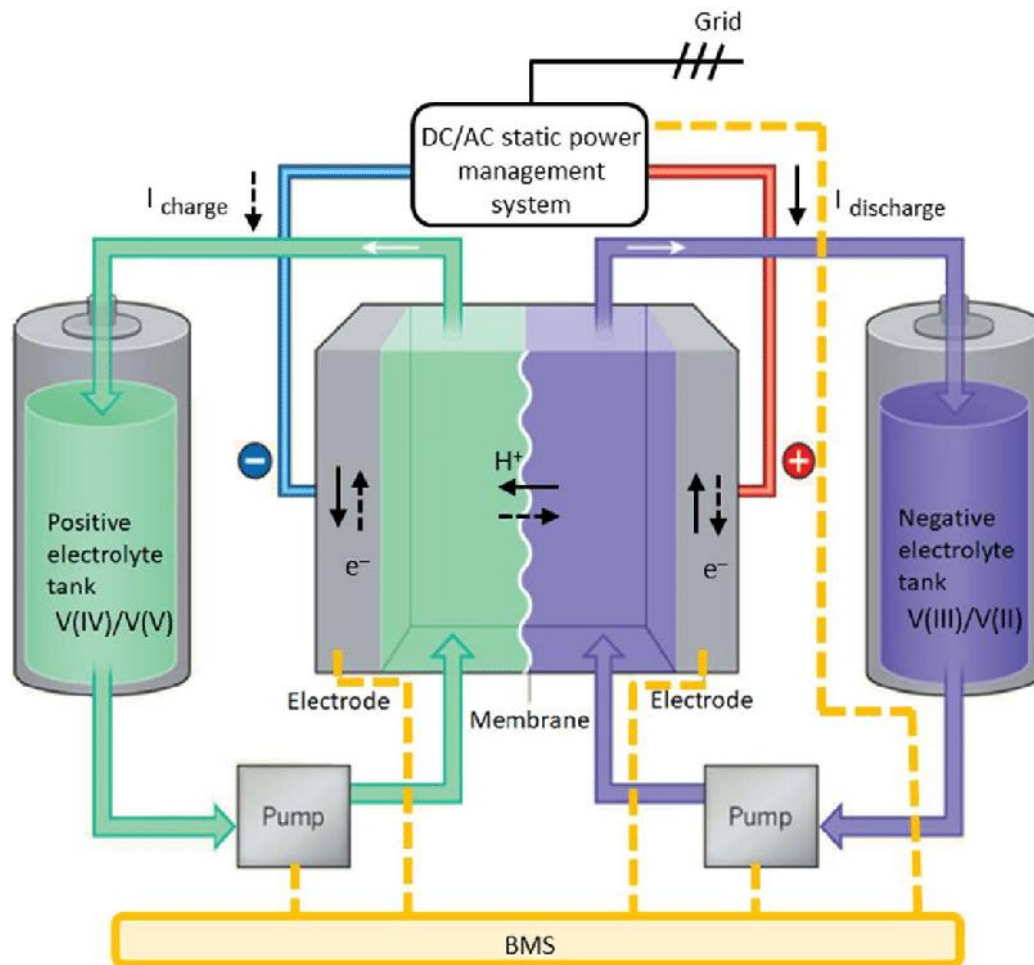
La masificación del uso de baterías de ion de litio hacia finales del siglo XX representó un hito crucial en la evolución de los sistemas de gestión de baterías conocidos por sus siglas en inglés como Battery Management System (BMS). Si bien las baterías de litio ofrecen una mayor densidad energética y eficiencia, también presentan una elevada sensibilidad frente a condiciones como la sobrecarga, el sobrecalentamiento o la fuga térmica, lo que hace imprescindible el uso de sistemas de gestión más avanzados y precisos. En la actualidad, los BMS han adquirido un papel central dentro de la transición energética y tecnológica global, en particular por su aplicación en sectores de alto impacto como los vehículos eléctricos (EV) y los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala (BESS). Estos sistemas han evolucionado significativamente y ahora integran funciones complejas como la gestión térmica avanzada, la monitorización remota en tiempo real, el equilibrio entre celdas y el análisis predictivo del estado de salud (SoH) y del estado de carga (SoC) de la batería.

Un BMS puede definirse como el conjunto de dispositivos electrónicos y algoritmos encargados de supervisar, proteger y optimizar el funcionamiento de las baterías recargables, garantizando así su operación segura, eficiente y prolongando su vida útil. Su función es especialmente crítica en aplicaciones donde se conectan múltiples celdas o módulos de batería en configuraciones en serie y paralelo, ya que permite mantener la uniformidad operativa, prevenir condiciones adversas (como la sobrecarga o el calentamiento excesivo) y maximizar el rendimiento global del sistema energético.

En cuanto a las baterías y su aporte en el avance tecnológico en sistemas de almacenamiento energético durante el siglo XXI, las baterías de flujo redox (Redox Flow Battery, RFB) se perfilan como una solución altamente prometedora. A diferencia de las baterías convencionales, como las de ion de litio, las baterías de flujo almacenan los electrolitos líquidos en depósitos externos separados, durante los procesos de carga y descarga estos electrolitos son bombeados y fluyen hacia una celda central donde ocurre la reacción electroquímica.

Figura 2

Batería de flujo redox



Nota. Tomado de Trovò (2020).

Hay que destacar que esta tecnología ofrece importantes ventajas que la convierten en una opción estratégica para aplicaciones a gran escala, sobre todo, en redes eléctricas con alta penetración de fuentes renovables donde se concentran sus principales beneficios:

- Gran capacidad de almacenamiento en el tiempo: Las baterías de flujo pueden almacenar energía durante largos periodos, algo necesario para su integración en los sistemas eléctricos donde las energías renovables tienen una contribución significativa.

- Utilización de materias primas accesibles y abundantes: La tecnología más avanzada en este momento es la que utiliza vanadio, gracias a las grandes reservas mineras que existen en lugares como Noruega o Finlandia. Otras variantes emergentes también tienen como base materiales como el hierro, el zinc y los electrolitos orgánicos, cuyos suministros no se ven demasiado limitados por factores geopolíticos o medioambientales.

- Sostenibilidad y reciclabilidad: El hecho de poder reciclar los materiales de estas baterías hace que se necesitan menos materias primas nuevas, con lo cual se disminuye mucho el impacto ambiental que tienen, comparado con otras tecnologías de almacenamiento.

- Larga vida útil, seguridad y modularidad: Las baterías de flujo son modulares y de diseño compacto, son intrínsecamente seguras (no presentan riesgos de incendio) y pueden operar por lo menos por 20 años con mínima degradación de su rendimiento.

Dadas estas características, las baterías de flujo están siendo fuertemente invertidas y desarrolladas comercialmente, especialmente en Estados Unidos y la Unión Europea. La investigación actual se centra en mejorar la eficiencia y disminuir los costos de estas tecnologías, principalmente a través del estudio de nuevos materiales y configuraciones químicas. Mientras se optimizan las baterías de vanadio, se está avanzando en el desarrollo de alternativas basadas en zinc, hierro y compuestos orgánicos, algunas de las cuales ya han alcanzado etapas iniciales de comercialización (Enel Group, s. f.).

1.1.3. Sistemas BESS en la actualidad

El almacenamiento de energía en baterías es un tema que llama la atención de todo el mundo, China es uno de los países que más se ha interesado y se ha vuelto pionero en el desarrollo de esta creciente tecnología, justamente el 26 de mayo del año 2025 la empresa China Southern Power Grid (CSG) presentó un proyecto piloto nacional con la primera instalación de

almacenamiento de energía con baterías híbridas de litio y sodio a gran escala, también es la primera del mundo en implementar un sistema de baterías de iones de sodio.

Según describen en el sitio web pv magazine, la planta Baochi contó con una inversión total superior a 460 millones de yuanes (63,8 millones de dólares) y ocupa una superficie aproximada de 34.000 m². La instalación fue diseñada para una capacidad instalada de 200 MW/400 MWh y opera bajo un esquema de ciclo dual diario de carga y descarga, lo que le permite regular hasta 580 GWh anuales. Esta capacidad es suficiente para abastecer aproximadamente a 270.000 hogares, de los cuales el 98 % de la energía proviene de fuentes renovables. Asimismo, la planta respalda la operación de más de 30 centrales locales de generación eólica y solar, mitiga los efectos de la intermitencia del suministro y facilita la integración de altas penetraciones de energías renovables en la red eléctrica (Shaw, 2025).

En América Latina sigue creciendo el interés técnico y financiero por la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías, países como Chile que es uno de los más avanzado en regulación y despliegue de BESS en la región cuenta con proyectos como “BESS del desierto que cuenta con una capacidad de 200 MW y 800 MWh de almacenamiento, siendo así una de las mayores instalaciones de este tipo en Latinoamérica (Gobierno de Chile, 2025). Brasil también se suma a la lista como una potencia creciente y proyecta un mercado de almacenamiento de energía que puede ser muy significativo hacia el año 2030 (Price, 2025). Para el caso específico de Colombia, el país instaló su primer sistema de almacenamiento de baterías de gran escala en la central Termozipa operado por la empresa ENEL y que cuenta comuna capacidad de 7 MW y 3.9 MWh de almacenamiento que permite almacenar energía e inyectarla al SIN cuándo se requiera (Enel Group, 2025a). Otras empresas como ERCO también están planeando y desarrollando proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en baterías. En cuanto al marco regulatorio,

la CREG emitió el proyecto de Resolución 701 103 de 2025 “Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional” donde se busca aclarar el panorama normativo y así promover la inversión en esta nueva tecnología.

1.2.Principios de operación

Un sistema de almacenamiento de energía en baterías (Battery Energy Storage System, BESS) es una tecnología destinada a almacenar energía eléctrica proveniente de plantas de generación y restituirla a la red en los momentos en que resulta necesaria y en lugar de desaprovechar excedentes de producción, los sistemas BESS operan como reservas estratégicas de alta disponibilidad, capaces de suministrar energía en escalas de tiempo del orden de segundos, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico y facilitando la integración de fuentes de generación renovable.

Entonces, la arquitectura básica de un BESS está constituida por módulos de baterías que almacenan la energía, complementados por componentes fundamentales que garantizan su operación eficiente y segura, donde se destacan los convertidores de potencia, responsables de transformar la corriente continua de las baterías en corriente alterna compatible con la red y viceversa; los transformadores de elevación o reducción de tensión; y los sistemas auxiliares, tales como los subsistemas de refrigeración, protección contra incendios y supervisión.

Desde el punto de vista operativo, un BESS puede funcionar en dos modos principales:

- Modo de carga: absorbe energía proveniente de la red eléctrica o de una fuente de generación.
- Modo de descarga: entrega energía a la red o a una carga específica.

El proceso de carga se inicia cuando la energía es suministrada desde la red eléctrica, una planta fotovoltaica, eólica u otro generador convencional. Esta energía es procesada por el sistema de conversión de potencia (Power Conversion System, PCS), que convierte la corriente alterna en corriente continua y la dirige hacia las celdas de las baterías, donde se almacena mediante reacciones electroquímicas reversibles. Durante esta etapa, los iones se desplazan desde el cátodo hacia el ánodo a través del electrolito, permitiendo la acumulación de energía química.

En el modo de descarga, el proceso se invierte: la energía química almacenada es transformada nuevamente en energía eléctrica cuando los iones migran desde el ánodo hacia el cátodo. La corriente continua resultante es convertida en corriente alterna por el PCS, posibilitando su inyección controlada a la red eléctrica, a una microrred o al suministro de cargas críticas, de acuerdo con los requerimientos operativos del sistema.

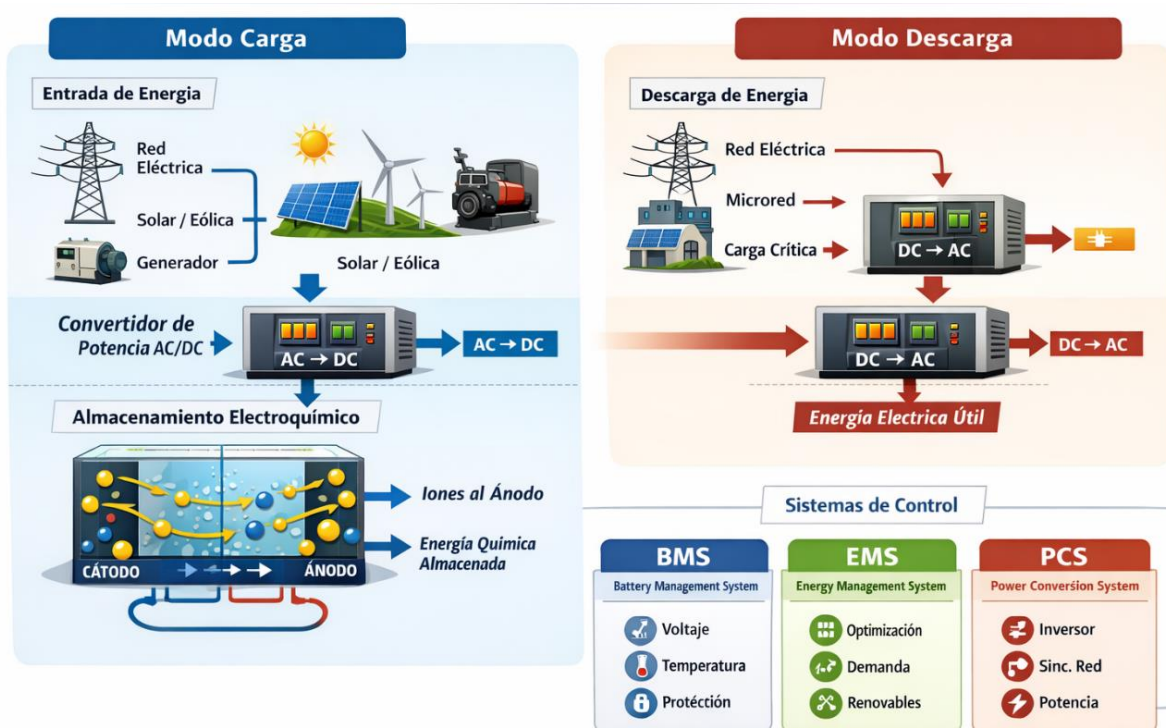
La operación segura y eficiente del BESS se garantiza mediante tres subsistemas principales de control. El Battery Management System (BMS) supervisa en tiempo real variables eléctricas y térmicas —tales como tensión, corriente, temperatura y estado de carga—, asegurando la protección de las celdas frente a condiciones de operación fuera de los límites establecidos. El Energy Management System (EMS) define las estrategias óptimas de carga y descarga en función de criterios técnicos y económicos, considerando la demanda, los precios de la energía y la disponibilidad de fuentes renovables. Por su parte, el Power Conversion System (PCS) gestiona la conversión de energía, la sincronización con la red y el control de potencia activa y reactiva.

Gracias a este principio de funcionamiento, los sistemas BESS pueden desempeñar múltiples funciones dentro del sistema eléctrico, entre las que se incluyen el desplazamiento temporal de energía, la reducción de picos de demanda, el respaldo energético, la regulación de

frecuencia y tensión, y la integración eficiente de generación renovable, contribuyendo de manera significativa a la confiabilidad y flexibilidad de las redes eléctricas modernas.

Figura 3

Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)



1.3. Componentes

Para que un Sistema BESS cumpla con su función de almacenar energía eléctrica y liberarla de forma controlada para diversos servicios en sistemas eléctricos, su arquitectura debe integrar subsistemas electroquímicos, electrónicos, de control, protección e infraestructuras auxiliares, los cuales operan de manera coordinada para garantizar eficiencia, seguridad y confiabilidad operacional, conforme a los lineamientos establecidos en las normas técnicas IEC 62933 e IEEE 2030.2 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015; International Electrotechnical Commission, 2018a).

El componente fundamental de un sistema BESS es el sistema de baterías, compuesto por celdas electroquímicas organizadas en módulos y racks, alojados generalmente en contenedores estandarizados. Este subsistema permite el almacenamiento de energía en forma química y su posterior restitución en forma eléctrica. La operación segura y eficiente de este conjunto es supervisada por el Sistema de Gestión de Baterías (Battery Management System, BMS), encargado del monitoreo continuo de parámetros críticos tales como voltaje, corriente y temperatura, así como del balanceo de celdas, la estimación del estado de carga (SOC) y del estado de salud (SOH), y la activación de protecciones ante condiciones anómalas – Normas IEC 62619 e IEC 63056 (International Electrotechnical Commission, 2020, 2022c).

El Sistema de Conversión de Potencia (Power Conversion System, PCS) es el encargado de ofrecer la interfaz eléctrica entre el sistema de baterías y la red, donde se incluye convertidores e inversores bidireccionales que permiten convertir corriente continua a corriente alterna durante la descarga y realizar el proceso inverso para la carga, y por lo tanto, el PCS posibilita el control dinámico de potencia activa y reactiva, facilitando la prestación de servicios auxiliares tales como regulación de frecuencia, control de tensión y soporte a la estabilidad de la red, conforme a los criterios definidos para interconexión con sistemas eléctricos de potencia – Normas IEC 62477-1 e IEEE 1547 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018a; International Electrotechnical Commission, 2022b).

La coordinación operativa del BESS se lleva a cabo mediante el Sistema de Control y Supervisión (Energy Management System / Supervisory Control and Data Acquisition, EMS/SCADA). Este sistema define las estrategias de carga y descarga de acuerdo con criterios técnicos y económicos, supervisa el estado de todos los subsistemas, registra datos históricos y permite la operación local o remota. A través del EMS/SCADA, el BESS puede integrarse

eficientemente con fuentes renovables intermitentes y con los sistemas de despacho del operador de red, en concordancia con los marcos de interoperabilidad propuestos – Normas IEC 61850 e IEEE 2030 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011; International Electrotechnical Commission, 2026b).

Con el fin de garantizar la integridad de los equipos y la seguridad del personal, el sistema incorpora un sistema de protección eléctrica, que incluye interruptores de potencia, relés de protección – IEC 60255 (International Electrotechnical Commission, 2022a), fusibles y seccionadores – IEC 60947 (International Electrotechnical Commission, 2026a). Este subsistema permite aislar fallas, limitar corrientes de cortocircuito y desconectar el sistema ante eventos eléctricos críticos.

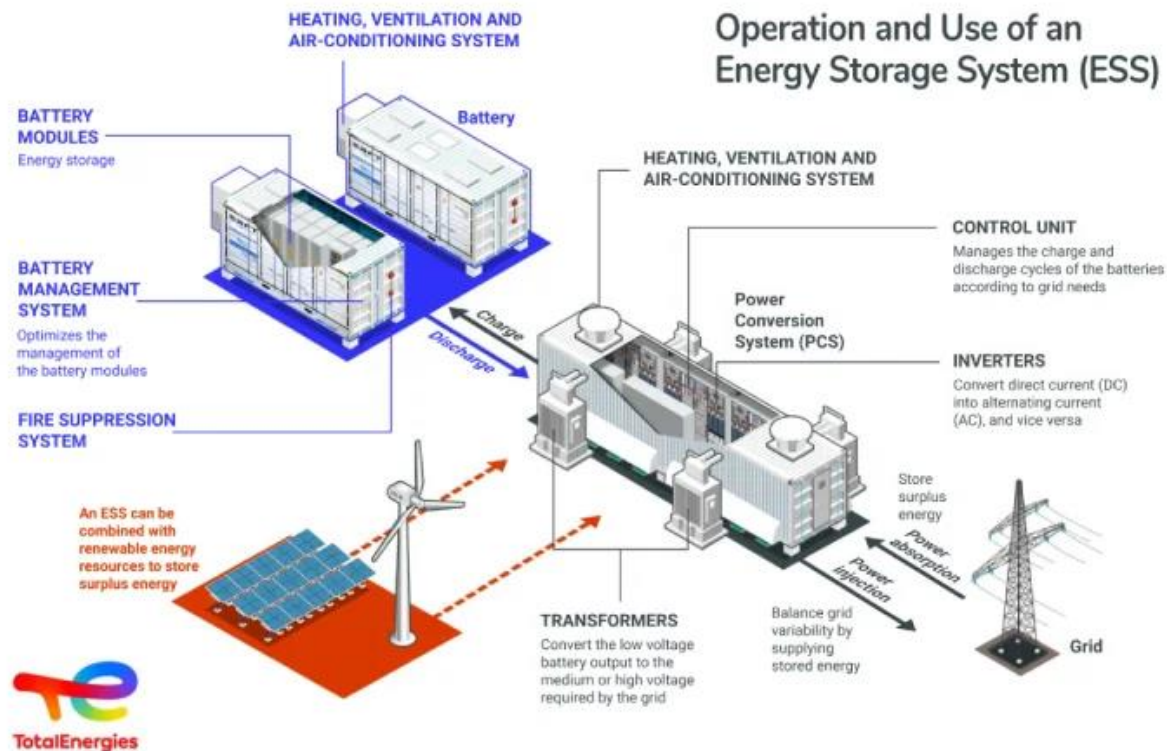
El control térmico constituye otro componente esencial del BESS, y el sistema de climatización mantiene las baterías y equipos electrónicos dentro de rangos de temperatura adecuados, condición indispensable para preservar la vida útil, el rendimiento energético y la seguridad del sistema, y este subsistema debe diseñarse conforme a las recomendaciones de IEC 62933-5-2, relativas a la gestión térmica y ambiental en sistemas de almacenamiento estacionarios – IEC 62933-5-2 (International Electrotechnical Commission, 2025b).

Además, se dispone de un sistema de protección contra incendios, especialmente relevante en instalaciones basadas en baterías de ion-litio, en donde se integra sensores de humo y gases, sistemas automáticos de supresión y mecanismos de ventilación de emergencia, con el objetivo de mitigar riesgos asociados a eventos térmicos o reacciones incontroladas - NFPA 855, UL 9540 y UL 9540 (National Fire Protection Association, 2023; Underwriters Laboratories, 2020).

Finalmente, todos los subsistemas se integran dentro de la denominada infraestructura y balance de planta (Balance of Plant, BoP), que comprende transformadores elevadores, sistemas

de puesta a tierra, cableado, estructuras civiles y contenedores. Este conjunto asegura la correcta interconexión del BESS con la red eléctrica y su adecuada implantación física, de acuerdo con las disposiciones generales de IEC 61936-1 e IEEE 979 para instalaciones eléctricas de potencia (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012; International Electrotechnical Commission, 2021).

Cuanto todos los componentes trabajan armoniosamente en conjunto, la arquitectura del BESS permite una operación flexible, segura y altamente controlada, posicionando a estos sistemas como elementos fundamentales para la integración masiva de energías renovables, la estabilización de redes eléctricas modernas y el desarrollo de mercados energéticos avanzados.

Figura 4*Operación y uso de un Sistema de Almacenamiento de Energía*

Nota: Tomado de Viox (2024)

1.4.Vida útil

En aplicaciones estacionarias modernas, la vida útil esperada de un sistema de almacenamiento de energía en baterías se encuentra en un rango general de entre 10 y 20 años. En gran medida, esta variación temporal obedece a la tecnología electroquímica de las celdas, al régimen operativo del sistema y a la calidad de las estrategias de mantenimiento preventivo implementadas, en cuanto al tiempo útil de un BESS no se mide únicamente en función del tiempo cronológico que opera, sino también a través de indicadores técnicos como los ciclos de carga y

descarga, la pérdida progresiva de capacidad útil y el comportamiento bajo condiciones ambientales controladas.

Desde el punto de vista funcional, se considera que un BESS alcanza el final de su vida útil cuando la capacidad remanente de las baterías desciende por debajo del 80 % de su valor nominal inicial, umbral que es ampliamente adoptado para aplicaciones de red debido a sus implicaciones en la confiabilidad y eficiencia operativa del sistema.

1.4.1. Factores determinantes de la vida útil

Uno de los factores más influyentes en la degradación de un BESS es el número de ciclos completos de carga y descarga. Las baterías modernas, particularmente las basadas en tecnología de litio-ferrofosfato (LFP), que dominan el mercado de almacenamiento estacionario hacia 2026, presentan una vida cíclica considerable comprendida entre 4 000 y 10 000 ciclos completos antes de que su capacidad útil caiga por debajo del umbral del 80 %. Esta característica convierte a las baterías LFP en una alternativa atractiva para aplicaciones que requieren alta frecuencia de operación diaria, como regulación de frecuencia, arbitraje energético y respaldo de redes con alta penetración de energías renovables.

La gestión térmica constituye otro parámetro crítico en la preservación de la vida útil. El empleo de sistemas avanzados de climatización (Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado, HVAC) resulta esencial para mantener la temperatura de operación dentro del rango óptimo, generalmente comprendido entre 15 °C y 25 °C. La operación prolongada fuera de estos límites acelera los procesos de degradación química interna, incrementa la resistencia interna de las celdas y reduce la eficiencia energética global del sistema.

Además, la profundidad de descarga (DoD) ejerce una influencia directa sobre la tasa de envejecimiento de las baterías. Estrategias operativas que evitan descargas extremas, que son

cercanas al 0 % o al 100 % del estado de carga (SoC), permiten reducir el estrés electroquímico de las celdas y, en consecuencia, extender de forma significativa la vida operativa del BESS. Debido a lo anterior es común adoptar ventanas de operación restringidas (por ejemplo, entre 20 % y 90 % de SoC) como compromiso entre capacidad disponible y longevidad del sistema.

1.4.2. Avances tecnológicos y tendencias hacia 2026

En el horizonte tecnológico de 2026, se observa una evolución significativa en las tecnologías de almacenamiento estacionario. Entre las más relevantes se encuentran las baterías basadas en sodio, cuya producción a escala industrial está siendo impulsada por fabricantes líderes del sector. Como se mencionó en la sección 1.1.2 de la presente monografía, estas baterías prometen una degradación considerablemente menor y una estabilidad térmica superior en comparación con las tecnologías de litio convencionales, lo que podría traducirse en una vida útil extendida para aplicaciones estacionarias, especialmente en entornos con condiciones ambientales adversas o con limitaciones en sistemas de climatización.

Paralelamente, los avances en los sistemas de gestión de baterías (Battery Management System, BMS) están introduciendo capacidades de control y diagnóstico basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático. Estos BMS inteligentes permiten la optimización individualizada del comportamiento de cada celda, mejorando el equilibrio activo, la detección temprana de fallas y la predicción del estado de salud (State of Health, SoH). Como resultado, se logra una reducción del costo total de propiedad (Total Cost of Ownership, TCO) mediante la extensión de la vida operativa efectiva del sistema más allá de una década.

1.5. Funcionalidades.

Los sistemas BESS se han consolidado como elementos clave en la transición energética tanto en Colombia como a nivel global, debido a los beneficios significativos que aportan a los

sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Los BESS otorgan flexibilidad operativa del sistema eléctrico, mejoran su resiliencia y generan beneficios económicos, al tiempo que facilitan la integración eficiente de fuentes de energía renovables.

1.5.1. Gestión de energía y optimización económica

Cuando hacemos referencia a gestión de la energía, un sistema de potencia que tenga integrado un BESS permite limitar la potencia máxima demandada desde la red eléctrica mediante la inyección de energía previamente almacenada durante periodos de alta carga del usuario. Esta estrategia contribuye al aplanamiento de los picos de demanda y a la reducción del estrés operativo sobre la infraestructura eléctrica.

Asimismo, los sistemas BESS posibilitan el almacenamiento de energía durante intervalos de baja demanda o bajo costo tarifario, para su posterior descarga durante periodos de alta demanda. Esta funcionalidad reduce el consumo de energía proveniente de la red en periodos de alta tarifa (para los escenarios donde se cuenta con tarificación horaria) y optimiza el perfil de carga del usuario. En mercados eléctricos con precios horarios, un BESS puede adquirir energía cuando los precios son bajos, almacenarla y utilizarla o inyectarla al sistema cuando los precios son altos, generando beneficios económicos directos y mejorando la eficiencia económica de la operación.

1.5.2. Soporte a la red eléctrica

Los BESS pueden prestar diversos servicios de apoyo al sistema eléctrico, entre los que se destacan la regulación de frecuencia y el soporte de tensión, Estas funcionalidades se fundamentan en la capacidad de los BESS para responder de manera rápida y controlada a las fluctuaciones entre la oferta y la demanda de energía, mediante la absorción de excedentes de energía en periodos de baja demanda y la inyección de energía almacenada durante intervalos de alta demanda, de

igual manera se puede ver a un BESS como un elemento que proporciona energía de respaldo inmediata ante contingencias o pérdidas súbitas de generación, contribuyendo a la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Asimismo, estos sistemas pueden participar en estrategias de arranque en negro (black start), al ser capaces de energizar segmentos de la red sin necesidad de alimentación externa, facilitando el arranque de otras unidades generadoras y la recuperación progresiva del sistema eléctrico tras eventos de falla generalizada.

1.5.3. Integración de energías renovables

La integración de BESS participan en la incorporación eficiente de fuentes de generación renovables dentro de los sistemas eléctricos modernos. Debido a la naturaleza intermitente y variable de recursos como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, su integración directa a la red puede generar desafíos operativos relacionados con la estabilidad, la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico.

Los BESS permiten transformar fuentes de generación renovables en recursos energéticos más predecibles y gestionables. Mediante el almacenamiento del excedente de energía producido durante periodos de alta disponibilidad del recurso primario, los sistemas BESS facilitan la entrega de energía en momentos de disminución de la generación renovable o de mayor demanda, contribuyendo así a una operación más flexible y eficiente del sistema eléctrico.

Además, la capacidad de los BESS para desacoplar temporalmente la generación del consumo permite suavizar las fluctuaciones de potencia, reducir la variabilidad de la inyección energética a la red y mejorar el perfil de entrega de las plantas renovables. Esto no solo incrementa el valor económico de estos proyectos en los mercados eléctricos, al habilitar su participación como recursos despachables, sino que también favorece una mayor penetración de energías renovables sin comprometer la estabilidad del sistema.

La incorporación de estos sistemas contribuye a disminuir la dependencia de centrales convencionales de respaldo, optimizar el uso de la infraestructura existente y facilitar el cumplimiento de criterios de confiabilidad y seguridad operativa, garantizando que se consoliden como un elemento estratégico para la transición energética y el desarrollo de sistemas eléctricos más resilientes, sostenibles y eficientes.

1.5.4. Respaldo y continuidad del servicio

Cuando un sistema BESS se implementa como respaldo para un usuario específico, permite mantener el suministro de energía a cargas críticas durante interrupciones temporales del servicio o durante las transiciones entre distintas fuentes de alimentación. Esta capacidad resulta especialmente relevante en infraestructuras de alta criticidad, tales como hospitales, centros de datos e instalaciones industriales, donde la continuidad operativa es esencial para la seguridad, la integridad de los procesos y la protección de equipos sensibles, de igual manera los BESS contribuyen a mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico al proporcionar una respuesta rápida ante eventos de falla, reduciendo tiempos de indisponibilidad y minimizando impactos operativos. Su rápida capacidad de inyección de potencia los convierte en una alternativa eficiente frente a sistemas de respaldo convencionales, particularmente en escenarios que requieren una respuesta inmediata.

Esta tecnología también se emplea en subestaciones bajo el concepto de Black Start, permitiendo la energización inicial de equipos críticos y facilitando la restauración progresiva del servicio eléctrico tras una falla generalizada o un colapso del sistema. Esta funcionalidad aporta celeridad y flexibilidad a los procesos de recuperación del sistema eléctrico, disminuyendo los tiempos de restablecimiento y fortaleciendo la resiliencia de la red ante eventos contingentes.

1.6. Impacto ambiental

La adopción e implementación de sistemas BESS implica una serie de impactos ambientales que deben ser analizados de manera integral a lo largo de su ciclo de vida, desde la extracción de materias primas hasta su disposición final.

Presentan impactos positivos significativos ya que su capacidad para almacenar excedentes de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales, como la solar y la eólica, permite mitigar la intermitencia inherente a estas tecnologías y reducir la dependencia de centrales de generación basadas en combustibles fósiles, por consiguiente, se produce una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes atmosféricos asociados a la generación térmica convencional (Gutsch & Leker, 2022).

Los BESS favorecen a la optimización del funcionamiento del sistema eléctrico mediante la provisión de servicios complementarios, tales como la regulación de frecuencia, el desplazamiento de carga y la reducción de picos de demanda. Estas funcionalidades permiten mejorar la eficiencia global del sistema, reducir las pérdidas técnicas y minimizar la necesidad de expansión de infraestructura de generación y transmisión, lo cual se traduce en menores impactos ambientales indirectos (Han et al., 2023a).

Los principales impactos ambientales negativos de los BESS se concentran en las etapas de fabricación y fin de vida útil. La producción de baterías, particularmente aquellas basadas en tecnologías de ion-litio, requiere la extracción de minerales críticos como litio, cobalto, níquel y manganeso. La explotación de estos recursos puede generar efectos adversos sobre los ecosistemas, incluyendo degradación del suelo, consumo intensivo de agua y generación de residuos mineros, especialmente en contextos donde las prácticas ambientales no son rigurosas. El proceso de fabricación de las baterías implica un consumo energético elevado y la emisión de gases

de efecto invernadero, lo que contribuye a la huella de carbono inicial de los sistemas BESS. A ello se suma el desafío asociado a la gestión de residuos al final de su vida útil, dado que una disposición inadecuada puede ocasionar riesgos de contaminación del suelo y de los cuerpos de agua por la liberación de sustancias químicas y metales potencialmente tóxicos (Sadhukhan & Christensen, 2021).

Si bien los BESS presentan una huella territorial relativamente reducida en comparación con otras infraestructuras energéticas, existen riesgos asociados a eventos de fuga térmica, incendios o liberación de electrolitos. Estos riesgos pueden ser mitigados mediante diseños adecuados, sistemas de monitoreo y control, así como el cumplimiento de normativas técnicas y ambientales estrictas.

2. Capítulo 2. Sistema BESS – Aplicaciones

2.1. Fundamentos Técnicos de los BESS

2.1.1. Definición y Clasificación

Como se nombró anteriormente, los BESS son una solución tecnológica que permite almacenar energía eléctrica en forma de energía química mediante procesos electroquímicos reversibles, para posteriormente liberarla cuando las condiciones del sistema así lo requieran. El principio fundamental de operación reside en la capacidad de las celdas electroquímicas de experimentar reacciones de oxidación-reducción durante los procesos de carga y descarga, almacenando y liberando electrones que fluyen a través de un circuito externo (Alonso del Valle et al., 2019).

Un BESS integra baterías electroquímicas con sistemas de conversión de potencia (PCS), sistemas de gestión de baterías (BMS), sistemas de gestión de energía (EMS) y la infraestructura civil y eléctrica necesaria para almacenar energía eléctrica y devolverla al sistema cuando se requiera (International Electrotechnical Commission, 2018b).

Actualmente en el mercado de BESS existen múltiples tecnologías con características diferenciadas que las hacen adecuadas para aplicaciones específicas (ACETECH, 2025).

Entonces, los acumuladores de iones de litio (LFP, NMC, NCA) son la tecnología dominante en las nuevas instalaciones, con una cuota de mercado que supera el 90 %. La química de Litio-Hierro-Fosfato (LFP) es la más demandada dentro de la familia, con una cuota de mercado cercana al 85% en 2024, gracias a su menor costo, mayor seguridad térmica y ciclo de vida superior, y las

LFP tienen una densidad energética moderada, pero una muy buena estabilidad térmica, por lo que el riesgo de fuga térmica es muy bajo.

Por otro lado las baterías de flujo redox, por otra parte, utilizan electrolitos líquidos almacenados en tanques externos que fluyen a través de una pila electroquímica, su mayor ventaja radica en la independencia entre la potencia (determinada por el tamaño de la pila) y la capacidad energética (determinada por el volumen de electrolito), lo que las hace ideales para aplicaciones de larga duración (8-24 horas) y ciclos profundos diarios con mínima degradación.

También están las baterías de sodio-azufre (NaS) operan a altas temperaturas (300-350 °C) y presentan alta densidad energética y larga duración de descarga, adecuadas para aplicaciones de gestión de carga a gran escala, aunque su complejidad térmica limita su aplicación.

Y las baterías de plomo-ácido presentan una tecnología madura y de bajo costo inicial, pero con limitaciones significativas en cuanto a ciclo de vida, profundidad de descarga admisible y densidad energética; su uso en nuevas instalaciones se limita a nichos específicos como sistemas de respaldo de corta duración.

Tabla 1

Clasificación de tecnologías de baterías utilizadas en BESS

Tecnología	Densidad Energía (Wh/kg)	Ciclos de Vida	Eficiencia (%)	Madurez Tecnológica	Aplicación Principal BESS
Li-ion (NMC/LFP)	150–250	2.000– 6.000	92–98	Alta (comercial)	Servicios ancilares, arbitraje
Plomo-Ácido (VRLA)	30–50	300–1.200	70–85	Muy alta (madura)	Respaldo UPS industrial

Flujo Redox (Vanadio)	15–35	>10.000	65–80	Media (escalando)	Almacenamiento de larga duración
NaS (Sodio-Azufre)	150–240	2.500–4.500	75–85	Media-alta	Gestión de pico, renovables
Zinc-Bromo	60–80	>5.000	65–75	Baja-media (emergente)	Redes de distribución
Li-Titanato (LTO)	50–80	>10.000	93–98	Media	Alta ciclabilidad, transporte

Basada en IRENA (2023)

2.1.2. Servicios que Proveen los BESS en Sistemas de Potencia

Los BESS pueden prestar una amplia gama de servicios en los sistemas eléctricos, agrupados en cuatro categorías principales según la norma IEEE 2030.2.1-2019. (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019)

Tabla 2

Servicios de los BESS en sistemas eléctricos de potencia

Categoría	Servicio	Descripción Técnica
Servicios de Transmisión	Control de flujo de potencia	Regulación de tensión y corriente en nodos críticos mediante carga/descarga controlada
Servicios de Transmisión	Alivio de congestión	Reducción de flujos en líneas sobrecargadas almacenando energía en períodos valle
Servicios Ancilares	Regulación de frecuencia (FFR/PFR)	Respuesta ultrarrápida (< 200 ms) para contrarrestar desbalances generación-demanda
Servicios Ancilares	Reserva rodante y no rodante	Capacidad de potencia disponible en tiempos de respuesta de 10 a 30 minutos

Servicios de Distribución	Gestión de calidad de potencia	Corrección de armónicos, flicker y desequilibrios de tensión en redes de distribución
Servicios de Distribución	Diferimiento de inversiones	Aplazamiento de refuerzos de infraestructura mediante gestión inteligente de carga
Servicios de Mercado	Arbitraje energético	Compra de energía en horas valle y venta en horas pico maximizando diferencial de precios
Servicios de Mercado	Integración de renovables	Suavizado de curvas de generación solar/eólica y firmeza de contratos de energía

Basada en IEEE 2030.2.1-2019 (11)

2.1.3. *Arquitectura de un Sistema BESS*

La arquitectura funcional de un BESS comprende cuatro subsistemas interconectados cuya integración debe cumplir con requisitos normativos específicos (Hesse et al., 2017):

Tabla 3

Arquitectura funcional de un BESS y normativa aplicable por subsistema

MÓDULO DE BATERÍA	SISTEMA DE CONVERSIÓN (PCS)	SISTEMA DE GESTIÓN (BMS/EMS)	INTERFAZ DE POTENCIA
Celdas electroquímicas	Convertidores DC/AC	BMS: gestión celda	Punto de conexión
Módulos y racks	Transformador BT/MT	EMS: despacho	Medición y facturación
Sistema de enfriamiento	Filtros armónicos	SCADA/control	Protección de red
Protecciones internas	Protecciones AC/DC	Ciberseguridad	Interoperabilidad
IEC 62619 / UL 9540 IEEE 1625	IEC 62477 / IEEE 519 IEC 60068	IEC 62040 / IEEE 2030 IEC 62351	IEEE 1547 / IEC 62933 RETIE / CREG

2.2. Integración de Energías Renovables

La integración masiva de fuentes renovables en los sistemas eléctricos de potencia enfrenta desafíos específicos como la naturaleza variable e intermitente de recursos a partir de la radiación solar y el viento. A diferencia de las centrales térmicas convencionales donde la generación puede programarse y regularse según la demanda, la producción solar y eólica depende de condiciones meteorológicas no controlables y presenta perfiles de generación que no necesariamente coinciden con los patrones de consumo (García Mejías, 2018). Esta diferencia entre generación y demanda genera múltiples problemas técnicos y económicos, debido a que durante períodos de alta generación renovable y baja demanda, se producen excedentes que deben ser gestionados, frecuentemente mediante vertimientos que representan energía limpia desperdiciada, por otro lado, durante períodos de baja generación renovable, es necesario recurrir a generación de respaldo basada en combustibles fósiles, con las consiguientes emisiones y costos asociados (Han et al., 2023b).

Adicionalmente, la variabilidad de corto plazo introduce fluctuaciones rápidas en la potencia inyectada a la red, ya que por ejemplo el paso de nubes sobre una planta solar puede reducir su producción en cuestión de segundos, mientras que las ráfagas de viento pueden causar rampas pronunciadas en parques eólicos. Estas fluctuaciones, si no son compensadas, afectan la calidad de la energía y la estabilidad del sistema.

2.2.1. Mecanismos de Mitigación Mediante BESS

Los BESS abordan estos desafíos mediante mecanismos fundamentales que transforman la naturaleza de la generación renovable (Zuo, 2025):

Desplazamiento temporal de energía (time-shift): Los BESS almacenan los excedentes de generación renovable producidos durante períodos de baja demanda o alta disponibilidad del

recurso, para liberarlos posteriormente cuando la demanda supera a la generación; este mecanismo, también conocido como arbitraje energético, permite desacoplar temporalmente la producción del consumo, aproximando el perfil de generación renovable al de una fuente gestionable.

Suavizado de rampas (ramp-rate control): La capacidad de respuesta ultrarrápida de los BESS permite compensar las fluctuaciones de corto plazo en la generación renovable ya que, al caer bruscamente la producción solar por el paso de nubes, el BESS puede inyectar potencia para mantener constante la entrega al sistema; cuando la producción aumenta repentinamente, el BESS absorbe el excedente. Este control de tasa de rampa evita perturbaciones en la red y mejora la calidad de la energía.

Reducción de vertimientos (curtailment minimization): Al absorber los excedentes que de otro modo serían desperdiciados, los BESS reducen la necesidad de limitar la generación renovable, maximizando así el aprovechamiento de energía limpia y mejorando la economía de los proyectos.

Mejora de la predictibilidad: La combinación de renovables con almacenamiento permite a los generadores comprometer entregas de energía más precisas en los mercados eléctricos. Al poder corregir desviaciones entre la generación real y la comprometida, se reducen los costos de desbalance y se incrementan los ingresos.

2.2.2. Configuración de integración física

La integración de BESS con energías renovables puede materializarse mediante diferentes configuraciones físicas, cada una con implicaciones técnicas y operativas específicas (Greensolver, s. f.; Zhang & Wang, 2022):

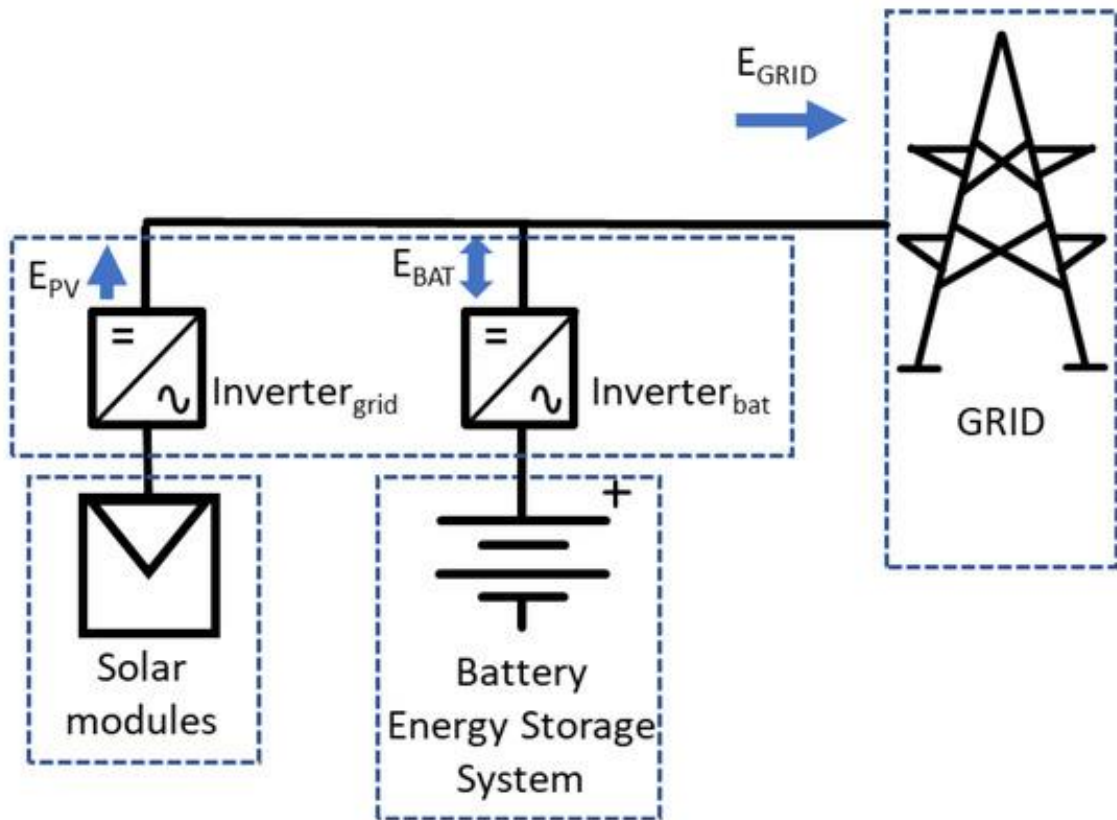
Tabla 4*Configuraciones de Integración de Sistemas BESS con Generación Renovable*

Característica	Sistemas Co-localizados	Sistemas Híbridos	Sistemas Autónomos (Standalone)
Emplazamiento	Mismo sitio que la planta renovable (parque solar o eólico).	Mismo sitio que la planta renovable.	Independiente, sin relación física con una planta renovable.
Punto de Conexión a la Red	Compartido con la generación renovable.	Compartido con la generación renovable.	Punto de conexión propio e independiente.
Infraestructura de Evacuación (Transformadores, Líneas)	Compartida, lo que reduce los costos de capital y simplifica la tramitación de permisos.	Compartida.	Propia e independiente.
Inversores y Sistemas de Control	Independientes para cada sistema, pero con coordinación a nivel de planta.	Compartidos, requiriendo una integración profunda a nivel de hardware y software.	Propios e independientes.
Fuente de Energía para la Carga	Principalmente los excedentes de la planta renovable co-localizada.	Principalmente los excedentes de la planta renovable con la que comparte sistema.	Directamente desde la red eléctrica.
Estrategia de Operación	Independiente pero coordinada. Almacena excedentes solares para inyectarlos por la noche.	Operación conjunta y optimizada mediante un Sistema de Gestión de Energía (EMS) que maximiza la eficiencia global.	Arbitraje de energía (comprar barato en horas valle y vender caro en horas punta) y provisión de servicios auxiliares a la red.
Complejidad Técnica	Moderada. La coordinación no es	Alta. Requiere estrategias de control avanzadas y un EMS	Baja. Opera como un generador o carga

	excesivamente compleja.	robusto para gestionar los flujos de energía y la vida útil.	controlable más dentro del sistema.
Principal Beneficio	Reducción de costes de infraestructura y permisos, mejorando la economía del proyecto renovable.	Máxima eficiencia operativa y optimización del uso de la capacidad de conexión, creando una planta renovable gestionable.	Flexibilidad total para ubicación y participación en múltiples mercados (energía, capacidad, servicios auxiliares).

Figura 5

Sistema híbrido Planta Fotovoltaica-BESS



Nota: Tomado de Bayod-Rújula y Tejero-Gómez (2022)

2.3. Estabilización de la Red Eléctrica

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se refiere a su capacidad para mantener condiciones de operación en equilibrio bajo condiciones normales y para recuperar un estado de equilibrio aceptable después de una perturbación. Tradicionalmente, esta estabilidad ha sido proporcionada por la inercia mecánica de los grandes generadores basados en combustibles fósiles o energía hidráulica, que son capaces de oponerse a cambios bruscos de frecuencia.

Sin embargo, la creciente integración de generación renovable basada en inversores (solar fotovoltaica y eólica de velocidad variable) desplaza progresivamente a los generadores convencionales, reduciendo la inercia total del sistema. Esta pérdida de inercia hace que la red sea más vulnerable a fluctuaciones de frecuencia y perturbaciones, requiriendo fuentes alternativas de respuesta rápida (Osezua & Tomomewo, 2025).

2.3.1. Mecanismos de Estabilización Mediante BESS

Los BESS, gracias a su capacidad de respuesta ultrarrápida y su control preciso mediante electrónica de potencia, pueden proporcionar múltiples servicios esenciales para la estabilidad de la red (Rodríguez Patarroyo et al., 2015):

Regulación de frecuencia: La frecuencia de la red debe mantenerse dentro de límites estrictos (típicamente $\pm 0.5\%$ del valor nominal) ya que cuando se produce un desbalance entre generación y demanda, la frecuencia se desvía. Los BESS pueden responder a estas desviaciones en milisegundos, inyectando potencia cuando la frecuencia cae (actuando como generación) o absorbiéndola cuando la frecuencia sube (actuando como carga).

Respuesta inercial sintética: Aunque los BESS carecen de inercia física, sus inversores pueden programarse para emular el comportamiento inercial de los generadores síncronos. Ante

una variación brusca de frecuencia, el sistema puede inyectar una potencia proporcional a la derivada de la frecuencia, proporcionando un efecto equivalente a la inercia mecánica.

Soporte de tensión: Mediante el control de potencia reactiva, los inversores de los BESS pueden contribuir al mantenimiento de los niveles de tensión en los nodos de la red. Esta capacidad es particularmente valiosa en redes de distribución con alta penetración de generación distribuida, donde las fluctuaciones de tensión son frecuentes.

Control de tensión en modo isla (grid-forming): Los inversores con capacidad grid-forming pueden establecer una referencia de tensión y frecuencia robusta cuando operan en modo aislado de la red, alimentando cargas críticas con alta calidad de onda. Esta capacidad es esencial para microrredes y para la operación resiliente de instalaciones sensibles.

Amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas: Los BESS pueden implementar controles suplementarios para amortiguar oscilaciones de potencia de baja frecuencia que pueden surgir en sistemas débilmente interconectados, mejorando los márgenes de estabilidad dinámica.

2.3.2. Calidad de la Energía y Protección de Cargas Sensibles

Más allá de la estabilidad macroscópica de la red, los BESS contribuyen a la calidad de la energía a nivel local, protegiendo cargas sensibles de perturbaciones mediante: Filtrado de armónicos, donde los inversores avanzados pueden implementar funciones de filtrado activo, compensando componentes armónicas presentes en la red y asegurando una onda de tensión limpia para cargas críticas; Mitigación de huecos de tensión durante caídas breves de tensión (sags) provocadas por fallos en la red, el BESS puede inyectar potencia rápidamente para sostener la tensión en bornes de cargas sensibles, evitando desconexiones indeseadas; y Transferencia sin interrupción (seamless transfer) en aplicaciones de respaldo a cargas críticas, los BESS con capacidad de operación en isla pueden realizar la transición entre modo conectado a red y modo

aislado sin interrupción detectable por las cargas, garantizando la continuidad del suministro (Venegas Apablaza, 2024).

2.4. Beneficios Económicos

La viabilidad económica de un proyecto BESS depende fundamentalmente de su capacidad para generar múltiples flujos de ingresos a lo largo de su vida útil, en un enfoque conocido como "apilamiento de ingresos" (revenue stacking).

Existen varios mecanismos de generación de valor, los cuales se nombran a continuación:

Arbitraje energético: Consiste en almacenar energía cuando los precios son bajos (generalmente durante períodos de alta generación renovable o baja demanda) y venderla cuando los precios son altos (puntas de demanda). Este diferencial de precios, que puede alcanzar factores de 3 a 10 veces en mercados con fuerte volatilidad, constituye la base del modelo de negocio en aplicaciones de desplazamiento temporal.

Participación en mercados de servicios auxiliares: Los operadores de red remunerar la disponibilidad de capacidad de regulación de frecuencia y respuesta rápida. Los BESS, por su velocidad de respuesta, son particularmente competitivos en estos mercados, pudiendo obtener ingresos significativos por su disponibilidad y por la energía realmente inyectada.

Reducción de cargos por demanda (peak shaving): Para clientes comerciales e industriales, una parte sustancial de la factura eléctrica corresponde a cargos por demanda máxima (potencia contratada). Un BESS puede descargarse durante los períodos de máxima demanda, reduciendo el pico de potencia tomado de la red y generando ahorros significativos en la facturación.

Diferimiento de inversiones en redes: Las empresas distribuidoras pueden utilizar BESS para posponer o evitar inversiones en refuerzo de líneas y transformadores. Al ubicar

estratégicamente baterías en puntos de la red con congestión, se puede gestionar la demanda máxima local sin necesidad de ampliar la infraestructura.

Capacidad firme: En mercados que remuneran la disponibilidad de capacidad de generación, los BESS pueden participar ofreciendo su potencia durante períodos de punta, contribuyendo a la suficiencia del sistema.

2.4.1. Evolución de Costos y Competitividad Económica

La reducción de costos experimentada por los BESS en la última década ha transformado su viabilidad económica; esto según datos del sector, el precio medio de sistemas de baterías completamente instalados disminuyó un 93% entre 2010 y 2024, pasando de aproximadamente 2,571 USD/kWh a 192 USD/kWh (Cenário Energia, 2025a). Esta reducción ha sido impulsada por avances tecnológicos en mejoras en densidad energética, eficiencia y vida útil que reducen el costo nivelado del almacenamiento; economías de escala con la expansión masiva de la capacidad de fabricación, particularmente en China, que ha permitido reducciones significativas en costos de producción y estabilización de materias primas donde el aumento de capacidades de minería y refinado de litio, níquel y cobalto ha contribuido a la estabilidad de precios de los insumos críticos.

Esta evolución ha hecho que los BESS puedan estar en una posición competitiva creciente frente a alternativas tradicionales. Estudios comparativos entre soluciones de almacenamiento con baterías y centrales de punta (peaker plants) basadas en gas natural muestran que, considerando incentivos fiscales y la escalación de costos de combustibles, las soluciones basadas en almacenamiento presentan tasas internas de retorno (TIR) cada vez más competitivas (Cenário Energia, 2025b).

2.4.2. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento de los BESS constituyen un factor determinante en la viabilidad económica a largo plazo, estos costos incluyen mantenimiento preventivo como inspecciones periódicas, pruebas funcionales, calibración de sensores y mantenimiento de sistemas auxiliares (climatización, ventilación); mantenimiento correctivo para la reparación o sustitución de componentes fallidos, incluyendo módulos de batería, electrónica de potencia o sistemas de control; costos de degradación con la pérdida gradual de capacidad requiere que en promedio de 10-15 años, necesite intervenciones de repotenciación (repowering) mediante la adición o sustitución de módulos; costos de seguro dada la naturaleza de los activos y los riesgos asociados, las primas de seguro constituyen una partida significativa en el costo total de propiedad (Industronic, s. f.). La modelización precisa de la degradación y su impacto en la capacidad utilizable a lo largo del tiempo es necesario para la evaluación económica de proyectos BESS.

2.5. Confiabilidad del Suministro

La confiabilidad del suministro eléctrico, entendida como la capacidad del sistema para entregar energía a los usuarios finales con continuidad y calidad adecuadas, constituye un objetivo fundamental de los sistemas eléctricos; sobre este aspecto, los BESS contribuyen a esta confiabilidad mediante múltiples mecanismos que operan en diferentes escalas temporales y espaciales (Origotek, 2025).

En situaciones de contingencia, como fallos en líneas de transmisión o salidas imprevistas de generación, la capacidad de respuesta ultrarrápida de los BESS permite compensar el déficit de potencia antes de que se materialicen caídas de frecuencia que puedan activar protecciones y desencadenar apagones en cascada. Esta capacidad de respuesta primaria actúa como amortiguador eléctrico que gana tiempo para la activación de reservas más lentas. Adicionalmente, los BESS

pueden proporcionar capacidad de arranque en negro, es decir, la capacidad de iniciar la operación de una red completamente desconectada sin necesidad de una fuente de alimentación externa. Esta función, puede ser desempeñada por BESS con inversores grid-forming, que son capaces de establecer por sí mismos una referencia de tensión y frecuencia estable (Origotek, 2025).

2.5.1. Reducción del Riesgo de Apagones

La contribución de los BESS a la reducción del riesgo de apagones opera en múltiples dimensiones (Lightsource bp, 2025):

Alivio de congestiones: En redes de distribución congestionadas, donde la demanda máxima se aproxima a los límites de capacidad de líneas o transformadores, los BESS pueden descargarse durante las horas punta, reduciendo el flujo por los elementos críticos y evitando su sobrecarga. Esta función de alivio de congestiones previene activaciones de protecciones por sobrecorriente y los consecuentes cortes de suministro.

Soporte en isla para microrredes: En configuraciones de microrred, los BESS actúan como elemento estabilizador que permite la operación aislada de la red principal. Durante fallos en la red de distribución, la microrred puede desconectarse y operar autónomamente alimentada por el BESS y la generación local, garantizando la continuidad del suministro para las cargas conectadas.

Respaldo a servicios críticos: Instalaciones como centros de datos, hospitales o infraestructuras de telecomunicaciones requieren disponibilidad absoluta de energía. Los BESS, combinados con generación renovable local, pueden proporcionar respaldo de larga duración que sustituye o complementa a los tradicionales grupos electrógenos diésel, eliminando además las emisiones asociadas.

Con respecto a la contribución de los BESS en la confiabilidad se puede cuantificar mediante su impacto en métricas estándar del sector como el SAIDI (System Average Interruption

Duration Index) donde los BESS reducen la duración media de las interrupciones al proporcionar respaldo durante fallos de red y al acelerar la recuperación del servicio mediante capacidades de black start; el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) al aliviar congestiones y reducir la probabilidad de sobrecargas, los BESS disminuyen la frecuencia con que se producen fallos en los elementos de red y el ENS (Energy Not Supplied) en el que la capacidad de los BESS para suministrar energía durante contingencias reduce la cantidad total de energía no suministrada a los usuarios finales (EcoStruxure, 2024).

2.6. Flexibilidad Operativa y Respaldo

La flexibilidad de un sistema eléctrico se define como su capacidad para responder a la variabilidad e incertidumbre, tanto del lado de la generación como de la demanda, manteniendo en todo momento la estabilidad y la calidad del servicio. En sistemas con alta penetración de renovables variables, la flexibilidad se convierte en la capacidad de adaptación a fluctuaciones que antes no existían, por lo que los sistemas BESS representan gran flexibilidad en el sistema eléctrico ya que pueden pasar de consumir a generar energía en milisegundos, pueden operar a cualquier nivel de potencia dentro de su rango nominal, y pueden proporcionar tanto potencia activa como reactiva de manera independiente. Esta versatilidad los hace adecuados para un amplio espectro de aplicaciones que requieren diferentes características de respuesta (Enel Group, 2025b).

2.6.1. Capacidades de Respuesta Dinámica

Regulación secundaria y terciaria: Además de la respuesta primaria ultrarrápida, los BESS pueden participar en los procesos de regulación secundaria (restauración de la frecuencia a su valor nominal mediante control automático) y terciaria (reemplazo de reservas secundarias mediante despacho económico), siempre que dispongan de la capacidad energética suficiente para sostener la potencia requerida durante el tiempo necesario (Cummins Inc., 2024). Seguimiento de carga

(load following): Los BESS pueden ajustar continuamente su potencia de salida para seguir las fluctuaciones de la demanda, complementando a generadores más lentos y mejorando la precisión del seguimiento de la curva de carga.

Regulación de tensión dinámica: Mediante el control rápido de potencia reactiva, los BESS pueden mantener la tensión dentro de bandas estrechas incluso ante fluctuaciones bruscas de la demanda o la generación, mejorando la calidad de la energía en el punto de conexión.

Respuesta a la demanda: Los BESS pueden actuar como un recurso de respuesta a la demanda, reduciendo su consumo o inyectando potencia cuando el operador del sistema requiere una reducción de la demanda neta, contribuyendo así al equilibrio en tiempo real.

2.6.2. Estrategias Avanzadas de Control

La explotación óptima de la flexibilidad de los BESS requiere estrategias de control avanzadas que maximicen el valor extraído del sistema mientras se preserva su vida útil:

Control predictivo basado en modelos (MPC): Esta estrategia utiliza modelos dinámicos del sistema y previsiones de precios, generación renovable y demanda para optimizar la operación del BESS en un horizonte temporal determinado. El MPC puede anticipar eventos futuros (como un pico de demanda previsto o una caída esperada en la generación solar) y preparar el estado de carga de la batería para responder de manera óptima.

Control jerárquico: Combina un nivel superior de optimización económica (generalmente implementado en el EMS) con lazos de control rápidos a nivel local (implementados en el PCS) que responden en tiempo real a las condiciones de la red. Esta arquitectura permite maximizar el valor económico sin comprometer la estabilidad dinámica.

Coordinación con otros activos: En instalaciones híbridas, el control del BESS debe coordinarse con la generación renovable, eventuales grupos electrógenos y las cargas, implementando estrategias que optimicen el conjunto y no cada elemento individualmente.

3. Capítulo 3. Marco normativo y regulatorio

3.1. Marco Normativo Nacional – Colombia

Colombia ha construido progresivamente un ecosistema regulatorio orientado a la integración de tecnologías de almacenamiento de energía en su sistema eléctrico nacional. Este marco descansa sobre tres pilares institucionales fundamentales: el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (UPME, 2024)

3.1.1. Ley 1715 de 2014 y sus Modificaciones

La Ley 1715 de 2014 «Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional» constituye el fundamento legislativo de mayor relevancia para los BESS en Colombia. (Congreso de Colombia, 2014) Aunque la ley fue concebida originalmente para las FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable), su artículo 5° define el almacenamiento de energía como una actividad complementaria habilitada y sujeta a incentivos fiscales.

Tabla 5

Incentivos de la Ley 1715 de 2014 aplicables a sistemas BESS

Incentivo	Descripción	Artículo / Base Legal
Deducción Renta	Deducción del 50% del valor de las inversiones en BESS del impuesto de renta durante 5 años	Art. 11 – Ley 1715/2014
IVA Excluido	Exclusión del IVA en la importación de equipos y elementos para BESS certificados por UPME	Art. 12 – Ley 1715/2014

Exención Arancelaria	Exención de aranceles para importación de equipos, elementos y maquinaria para BESS	Art. 13 – Ley 1715/2014
Depreciación Acelerada	Posibilidad de aplicar depreciación acelerada a activos BESS con tasas anuales superiores	Art. 14 – Ley 1715/2014
Ampliación Incentivos	Ley 2099/2021 amplía y fortalece los incentivos de la Ley 1715, incluyendo explícitamente el almacenamiento como actividad autónoma de la cadena energética	Art. 5 – Ley 2099/2021

Fuente: Congreso de Colombia, Ley 1715/2014 y Ley 2099/2021

La Ley 2099 de 2021 «Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones» (Congreso de Colombia, 2014) amplió significativamente el alcance regulatorio, incorporando el almacenamiento como actividad autónoma de la cadena energética y estableciendo la obligatoriedad de que la CREG emita regulación específica para la habilitación de los BESS como agentes del mercado eléctrico mayorista.

3.1.2. Resoluciones CREG Aplicables a BESS

La CREG ha emitido un conjunto de resoluciones que, directa o indirectamente, afectan la integración de BESS en el sistema eléctrico colombiano. A continuación se presenta la cronología regulatoria más relevante:(CREG, s. f.)

Tabla 6

Resoluciones CREG relevantes para BESS en Colombia

Resolución	Contenido Relevante para BESS	Estado / Año
CREG 030/2018	Establece el marco general para la participación de recursos de respuesta de demanda, habilitando indirectamente la operación de BESS detrás del medidor como recurso de flexibilidad	Vigente – 2018

CREG 060/2019	Define las condiciones para la participación de recursos de generación distribuida en el mercado, aplicable a BESS acoplados a generación solar en usuarios no regulados	Vigente – 2019
CREG 174/2021	Regula la operación de recursos energéticos distribuidos (DER) incluyendo almacenamiento a pequeña escala, establece procedimientos de conexión y requisitos de medición bidireccional	Vigente – 2021
CREG 075/2021	Define los requisitos técnicos de conexión para generadores no convencionales; aplica a BESS configurados como generadores en el mercado mayorista	Vigente – 2021
CREG 101/2023	Proyecto de resolución para la habilitación de BESS como agentes autónomos del mercado eléctrico mayorista, con servicios ancilares y arbitraje. Incorpora definiciones técnicas alineadas con estándares IEC	En trámite – 2023
CREG 040/2024	Actualización de requisitos técnicos de interconexión para tecnologías emergentes incluyendo BESS de gran escala (>1 MW); define procedimientos de prueba y verificación	En consulta – 2024

Fuente: CREG Colombia – Registro de Actos Administrativos (7,8)

3.1.3. Marco Regulatorio UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) cumple un rol estratégico en la integración de BESS mediante la certificación para acceso a incentivos de la Ley 1715, la elaboración del Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión (PERGT) y la evaluación de proyectos de almacenamiento a gran escala (UPME, 2024).

El Plan Energético Nacional 2020-2050 «La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible» (UPME, 2020) identifica el almacenamiento como tecnología habilitante crítica para alcanzar las metas de penetración renovable del 70% para 2030. La UPME ha

incorporado escenarios de BESS en los últimos PERGT con capacidades proyectadas de 200-500 MW para el período 2025-2030.

3.1.4. Normativa Técnica: RETIE y NTC

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), establecido mediante la Resolución 9 0708 de 2013 del MME y sus actualizaciones, (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2013) constituye la normativa técnica de mayor relevancia para la instalación física de los BESS en Colombia. Sin embargo, el RETIE fue concebido antes de la proliferación masiva de BESS y presenta vacíos normativos específicos para esta tecnología.

Tabla 7

RETIE y NTC aplicables a instalaciones BESS en Colombia

Norma	Aplicación a BESS	Observación
RETIE – Art. 7	Requisitos de instalaciones eléctricas en cuartos de baterías: ventilación, distancias de seguridad y señalización	<i>Requiere actualización para baterías de Li-ion</i>
RETIE – Art. 28	Sistemas de puesta a tierra para instalaciones con baterías y convertidores de potencia	<i>Aplicable con adaptaciones para sistemas DC/AC</i>
NTC 2050 (NEC)	Código Eléctrico Nacional colombiano adoptado de NFPA 70; sección 706 específica para sistemas de almacenamiento	<i>Actualización 2023 incorpora BESS</i>
NTC 5001	Calidad de potencia para sistemas conectados a la red; aplicable a la interfaz BESS-red	<i>Vigente y compatible con IEEE 519</i>
NTC 4552	Requisitos para equipos de conversión de energía; referencia para PCS de BESS	<i>Parcialmente aplicable</i>
RETIQ	Reglamento técnico de etiquetado para equipos eléctricos: aplica a módulos de batería e inversores BESS	<i>Vigente para equipos importados</i>

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Colombia / ICONTEC

3.1.5. *Proyectos Regulatorios en Trámite*

Al corte de 2024-2025, Colombia tiene en proceso de consulta pública y aprobación varios instrumentos regulatorios que transformarán el panorama normativo de los BESS (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025b):

- Proyecto de resolución CREG para habilitación de BESS como agentes del mercado eléctrico mayorista con tipología de participación en servicios de regulación de frecuencia y reserva.
- Propuesta de actualización del RETIE específica para tecnologías de almacenamiento electroquímico (capítulo dedicado a Li-ion, flujo redox y NaS).
- Decreto de transición energética justa del MME que incorpora BESS como componente de los contratos de largo plazo para energías renovables.
- Marco de interoperabilidad BESS-FNCER elaborado conjuntamente por CREG y UPME con alineación a estándares IEC 62933.

3.2. **Marco Normativo Internacional**

El marco normativo internacional para BESS ha experimentado un desarrollo acelerado durante la última década, impulsado por el despliegue masivo de estas tecnologías y los incidentes de seguridad documentados que revelaron la necesidad de estándares específicos y comprehensivos (Kebede et al., 2022). Los organismos normativos de mayor relevancia global son IEC, IEEE, UL, NFPA, ANSI e ISO, cuya producción normativa cubre el espectro completo desde seguridad química de la celda hasta interoperabilidad sistémica en redes inteligentes (IRENA, 2019).

3.2.1. Estándares de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

La IEC ha desarrollado un conjunto comprehensivo de estándares que abordan los BESS desde perspectivas complementarias, articulados en familias de normas específicas. Las series IEC 62619 e IEC 62933 son los pilares del marco normativo IEC para almacenamiento (International Electrotechnical Commission, 2018b).

Tabla 8

Estándares IEC fundamentales para BESS

Norma IEC	Año	Alcance y Aplicación BESS	Edición
IEC 62619	2022	Seguridad de celdas y baterías de litio para uso estacionario. Requisitos de seguridad, ensayos de abuso eléctrico, mecánico y térmico. Define parámetros de BMS y protocolos de fallo.	Ed. 2
IEC 62933-1	2018	Marco conceptual y terminología para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (EESS) conectados a redes. Define parámetros funcionales y métricas de desempeño.	Ed. 1
IEC 62933-2-1	2021	Requisitos de unidad de almacenamiento: eficiencia energética, potencia nominal, energía disponible, estado de carga. Procedimientos de ensayo normalizados.	Ed. 1
IEC 62933-3-1	2024	Requisitos de planificación y desempeño para BESS conectados a red. Incluye curvas de capacidad, degradación y disponibilidad.	Ed. 1
IEC 62933-5-2	2023	Aspectos de seguridad y requisitos para instalaciones BESS estacionarias de gran escala: protección contra incendios, ventilación, supresión.	Ed. 1

IEC 62477-1	2022	Requisitos de seguridad para convertidores de potencia electrónica (PCS). Aplicable a inversores bidireccionales de BESS.	Ed. 2
IEC 61851-1	2017	Sistemas de carga de vehículos eléctricos; aplicable a BESS vehicular y V2G (Vehicle-to-Grid).	Ed. 3
IEC 60068-2	2021	Ensayos ambientales para equipos electrónicos de BESS: temperatura, humedad, vibración, impacto. Referencia para certificación.	Ed. var.
IEC 62351	2023	Seguridad para sistemas de gestión de energía y comunicaciones de BESS: ciberseguridad de protocolos SCADA/IEC 61850.	Ed. var.

Fuente: IEC Webstore – International Electrotechnical Commission (2024) (International Electrotechnical Commission, 2025a)

3.2.2. Estándares del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)

El IEEE ha desarrollado estándares técnicos de primera importancia para la interconexión y operación de los BESS en sistemas de potencia. La serie IEEE 2030 y el estándar IEEE 1547-2018 son especialmente relevantes para la conexión a redes eléctricas (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018b).

Tabla 9

Estándares IEEE aplicables a BESS

Norma IEEE	Año	Aplicación en BESS
IEEE 2030.2.1-2019	2019	Guía para la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos: caracterización de servicios, métricas, integración de sistemas. Marco comprehensivo de referencia.

IEEE 1547-2018	2018	Estándar para interconexión de recursos energéticos distribuidos con sistemas de energía eléctrica. Define requisitos de ride-through, anti-islanding, potencia reactiva y protecciones para BESS grid-tied.
IEEE 519-2022	2022	Estándares de armónicos de corriente y tensión en sistemas de distribución. Aplicable a la interfaz PCS-red del BESS; define límites de distorsión admisibles.
IEEE 1625-2008	2008 (Rev.)	Estándar para baterías de litio recargables en aplicaciones informáticas; referencia para diseño de BMS en BESS de pequeña escala.
IEEE 1661-2019	2019	Guía para pruebas de aceptación y servicio de baterías de plomo-ácido en instalaciones estacionarias de potencia ininterrumpida.
IEEE 2030.3-2016	2016	Casos de uso para redes inteligentes; define interfaces de comunicación para BESS en contextos de red eléctrica inteligente (Smart Grid).
IEEE 1679.1-2017	2017	Guía para caracterización y evaluación de tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas de potencia estacionarios.
IEEE C37.90	2022	Protecciones de relés para sistemas eléctricos; aplicable a esquemas de protección de la interfaz BESS-sistema de potencia.

Fuente: IEEE Standards Association (2024) (Institute of Electrical and Electronics

Engineers, 2018b)

3.2.3. Normas UL: UL 9540 y UL 9540^a

Underwriters Laboratories (UL) ha desarrollado los estándares de seguridad más adoptados a nivel mundial para BESS en aplicaciones estacionarias. La norma UL 9540 establece los requisitos de seguridad del sistema completo, mientras que UL 9540A define el método de ensayo de propagación térmica.(Underwriters Laboratories., 2023)

Tabla 10*Estándares de seguridad Underwriters Laboratories*

UL 9540 – Sistemas BESS Completos	UL 9540A – Ensayo de Propagación Térmica
Alcance: <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas BESS de 0 kWh a cualquier capacidad • Incluye: baterías, PCS, BMS, HVAC, protecciones • Requisitos de instalación en interiores y exteriores • Clasificación de ocupación y separación de distancias Edición actual: 4ª edición (2023)	Alcance: <ul style="list-style-type: none"> • Método de ensayo normalizado para "thermal runaway" • Evalúa propagación celda → módulo → rack → sistema • Determina niveles de separación entre unidades BESS • Requisito obligatorio para certificación bajo NFPA 855 Edición actual: 2ª edición (2023)

Fuente: UL Standards – Underwriters Laboratories (2023) (Underwriters Laboratories., 2023)

3.2.4. Normas NFPA (National Fire Protection Association)

La NFPA ha emitido normas de protección contra incendios de aplicación directa a instalaciones BESS, siendo NFPA 855 la más importante y la primera a nivel mundial específicamente diseñada para sistemas de almacenamiento de energía estacionario. (NFPA, s. f.)

Tabla 11

Normas de protección contra incendios en instalaciones BESS de la NFPA

Norma NFPA	Año	Disposiciones Clave para BESS
NFPA 855	2023	Estándar para instalación de sistemas de almacenamiento de energía estacionarios. Define: capacidad máxima sin supresión automática (20 kWh Li-ion interiores), separaciones, ventilación, sistemas de detección y supresión de incendios, planes de emergencia.

NFPA 70 (NEC)	2023	Código Eléctrico Nacional; Artículo 706 dedicado a "Sistemas de Almacenamiento de Energía": cableado, protecciones, marcado, interconexión y requisitos de desconexión de emergencia.
NFPA 13	2022	Instalación de sistemas de supresión de incendios con rociadores; aplicable a salas de baterías de BESS en interiores con riesgo alto de incendio.
NFPA 72	2022	Código Nacional de Alarmas de Incendio y Señalización; define sistemas de detección temprana para BESS: detectores de gas H ₂ , CO y VOC específicos para Li-ion.

Fuente: NFPA – National Fire Protection Association (2023) (NFPA, s. f.)

3.2.5. Regulación de la Unión Europea

La Unión Europea ha desarrollado el marco regulatorio de almacenamiento más avanzado del mundo, impulsado por el Reglamento (UE) 2019/943 sobre el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2018/2001/UE sobre energías renovables (European Union, 2019).

- Reglamento (UE) 2019/943: Define almacenamiento como actividad separada de generación y consumo, habilitando su participación en todos los mercados eléctricos.
- Directiva RED II (2018/2001/UE): Establece objetivos de penetración renovable del 42,5% para 2030, donde el almacenamiento es habilitante clave.
- Network Codes ENTSO-E: Requisitos de conexión para tecnologías de generación (RfG) y para sistemas de almacenamiento de alta capacidad.
- Reglamento Delegado 2022/2577 (UE): Medidas de emergencia para acelerar el permiso de instalaciones renovables y de almacenamiento.
- Batteries Regulation (UE) 2023/1542: Regulación de ciclo de vida de baterías incluyendo contenido mínimo de materiales reciclados y declaración de huella de carbono; aplicable a módulos BESS.

3.2.6. Regulación de Estados Unidos (FERC)

La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) de los Estados Unidos ha emitido órdenes que transformaron la participación de BESS en los mercados mayoristas de energía. (Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 2018)

- FERC Order 841 (2018): Obligó a los operadores de sistemas de transmisión (ISOs/RTOs) a establecer reglas para la participación de recursos de almacenamiento de energía en los mercados de energía, capacidad y servicios ancilares.
- FERC Order 2222 (2020): Habilitó la participación de agregaciones de recursos distribuidos (incluyendo BESS) en mercados mayoristas, creando un marco para agregadores de DER.
- FERC Order 881 (2021): Requisitos de temperatura ambiente para líneas de transmisión; impacta indirectamente el diseño térmico de BESS en instalaciones de transmisión.

3.3. Marco Normativo En Latinoamérica

América Latina presenta un panorama regulatorio heterogéneo en materia de BESS, con países en estadios muy diferentes de madurez normativa. Chile y Brasil lideran la región con marcos específicos y proyectos en operación comercial, mientras México, Argentina, Perú y Ecuador se encuentran en fases incipientes de desarrollo regulatorio (IRENA, 2021).

3.3.1. Chile

Chile es el país de América Latina con el marco regulatorio más desarrollado para BESS, impulsado por su alta penetración de energía solar en el norte del país (Atacama) y los frecuentes problemas de vertimiento de energía renovable que justifican económicamente el almacenamiento (Ministerio de Energía de Chile, 2022).

Tabla 12*Marco regulatorio BESS en Chile*

Instrumento	Contenido Principal	Organismo Emisor / Año
Ley 21.505/2022	Ley de Almacenamiento de Energía: habilita el almacenamiento como actividad independiente del mercado eléctrico. Define categorías: almacenamiento conectado a generación, a la red de transmisión y a la distribución.	Ministerio de Energía / 2022
Decreto 88/2023	Reglamento de almacenamiento de energía: condiciones técnicas de conexión, participación en mercado, servicios complementarios y licencias de operación de sistemas BESS.	CNE (Comisión Nac. Energía) / 2023
Res. Exenta CNE 521	Normas técnicas de operación para BESS conectados al SING/SIC (Sistema Interconectado): requisitos de telemetría, protocolos de comunicación y pruebas de aceptación.	CNE / 2022
NTG-002 / NTG-003	Normas técnicas generales de calidad de servicio y de conexión; incorporan requisitos específicos para recursos de almacenamiento como proveedores de servicios complementarios.	CNE / 2021-2023
Licitación BESS 2023	Primera licitación pública latinoamericana de servicios de almacenamiento: 200 MW/800 MWh adjudicados para control de frecuencia e inercia sintética.	CEN / 2023

Fuente: Ministerio de Energía de Chile y CNE (2023) (Ministerio de Energía de Chile, 2022)

3.3.2. México

México presenta un marco regulatorio fragmentado para BESS, marcado por la incertidumbre generada por la reforma energética de 2021 que revirtió la apertura del mercado eléctrico. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es el organismo competente (Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, 2025).

- Ley de la Industria Eléctrica (LIE) 2014: Habilitó genéricamente el almacenamiento como tecnología complementaria en el mercado eléctrico liberalizado, pero sin regulación específica de BESS.
- Acuerdo SENER A/031/2018: Política de interconexión de centrales eléctricas con almacenamiento; aplica a proyectos híbridos solar-BESS.
- NOM-001-SEDE/2012 (y actualización 2019): Instalaciones eléctricas en baja tensión; incorpora referencias a sistemas de almacenamiento basadas en NEC 2011.
- Reforma Eléctrica 2021 (AMLO): Redujo significativamente las perspectivas de inversión privada en BESS al fortalecer el monopolio de CFE, generando incertidumbre regulatoria.
- CRE Resolución RES/028/2022: Actualización de metodología tarifaria que incluye incentivos para proyectos de generación distribuida con almacenamiento en MT/BT.

La ausencia de una ley específica de almacenamiento y las contradicciones entre la política energética y los compromisos climáticos (NDC) de México representan las principales barreras regulatorias para el despliegue de BESS en el país (Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, 2025).

3.3.3. *Brasil*

Brasil ha avanzado significativamente en la creación de un marco regulatorio para BESS, impulsado por la necesidad de gestionar la variabilidad de su matriz energética (72% hidráulica) y la creciente penetración solar y eólica en el Nordeste (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021).

- Resolução Normativa ANEEL 1.000/2021: Marco regulatório de geração distribuída actualizado que incluye disposiciones para prosumidores con almacenamiento (BESS residencial e industrial).

- Resolução ANEEL 954/2021: Requisitos técnicos mínimos para conexão de sistemas de armazenamento a redes de distribuição.

- EPE (Empresa de Pesquisa Energética): Plan decenal de expansão con escenarios de BESS para gestión de hidráulica y renovables.

- ABNT NBR 16782: Norma técnica brasileira para instalaciones con baterías estacionarias; referencia obligatoria para BESS.

- Portaria MME 187/2023: Portaria del Ministerio de Minas y Energía de Brasil que establece directrices para política de almacenamiento de energía, convocando a ANEEL y ANATEL para regulación específica.

- Leilão de Energia 2023 (BESS): Primera subasta brasileira con participación explícita de almacenamiento: 8 proyectos adjudicados por ~600 MW/2.400 MWh.

3.3.4. *Argentina*

Argentina se encuentra en una etapa incipiente de desarrollo regulatorio para BESS, aunque existen proyectos piloto impulsados por el Ministerio de Energía y la Secretaría de Energía Eléctrica en el contexto del Programa RenovAr (Gobierno de Argentina, 2018).

- Ley 27.191/2015 (Energías Renovables): Habilita genéricamente el almacenamiento asociado a proyectos renovables, sin regulación específica de BESS.
- Resolución SE 281/2017: Reglamento del Programa RenovAr; proyectos híbridos solar/eólico-BESS pueden participar bajo modalidad de "perfil plano" de inyección.
- ENRE Resolución 63/2023: Primer marco específico para conexión de sistemas de almacenamiento a la red de distribución de Argentina; aplica a proyectos de hasta 1 MW.
- CAMMESA: Opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sin marco específico para BESS como agente de mercado; los BESS operan como "demanda flexible" o asociados a generadores.
- Proyecto de Ley de Almacenamiento (2024): Proyecto en el Congreso Nacional que busca crear un marco legal específico para BESS, incluyendo habilitación de mercado y régimen de incentivos fiscales.

3.3.5. Perú

Perú cuenta con un marco regulatorio emergente para BESS, con avances recientes impulsados por el organismo regulador OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

- Decreto Legislativo 1221/2015: Marco para la expansión de la generación eléctrica con renovables; habilita almacenamiento asociado.
- Resolución OSINERGMIN 091-2022-OS/CD: Procedimiento técnico de conexión para sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución (hasta 500 kW).
- Norma Técnica Peruana NTP-IEC 62619: Adoptada en 2023, es la primera NTP específica para seguridad de baterías de litio en aplicaciones estacionarias.

- COES (Comité de Operación Económica del Sistema): Trabaja en protocolos operativos para BESS participando en el mercado de servicios auxiliares del SEIN.

3.3.6. Ecuador

Ecuador mantiene un marco regulatorio incipiente para BESS, con la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL, ahora AESS) como organismo competente. La dependencia histórica de la generación hidroeléctrica ha limitado la urgencia de incorporar almacenamiento, aunque la diversificación de la matriz energética con solar y eólica está generando nueva demanda regulatoria (AESS, 2024).

- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE/2015): Marco habilitante general que incluye genéricamente el almacenamiento como actividad complementaria.
- Regulación ARCONEL 005/2018: Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento; habilita sistemas con almacenamiento hasta 100 kWp.
- Plan Maestro de Electrificación 2019-2027: Identifica el almacenamiento como componente necesario para la gestión de variabilidad renovable en el SEIN ecuatoriano.

3.4. Análisis Comparativo

3.4.1. Comparativa Internacional General

La siguiente tabla consolida el análisis comparativo del estado de madurez regulatoria para BESS entre los países y organismos analizados, evaluando cinco dimensiones críticas: habilitación de mercado, seguridad, interconexión técnica, incentivos fiscales y capacidad instalada (ESMAP, 2022).

Tabla 13*Matriz comparativa de madurez regulatoria BESS por país o región*

País o Región	Habilitación Mercado	Normas Seguridad	Interconexión Técnica	Incentivos Fiscales	Nivel General
Unión Europea	☆☆☆☆ ☆	☆☆☆☆ ☆	☆☆☆☆ ☆	☆☆☆☆	MUY ALTO
Estados Unidos	☆☆☆☆ ☆	☆☆☆☆ ☆	☆☆☆☆ ☆	☆☆☆☆ ☆	MUY ALTO
Chile	☆☆☆☆	☆☆☆	☆☆☆☆	☆☆☆	ALTO
Brasil	☆☆☆	☆☆☆	☆☆☆	☆☆☆	MEDIO- ALTO
Colombia	☆☆☆	☆☆	☆☆☆	☆☆☆☆	MEDIO
México	☆☆	☆☆	☆☆	☆☆	MEDIO- BAJO
Perú	☆☆	☆☆	☆☆	☆	BAJO- MEDIO
Argentina	☆	☆☆	☆☆	☆☆	BAJO
Ecuador	☆	☆	☆	☆	INCIPIENT E

Escala: ☆ Incipiente → ☆☆☆☆☆ Muy avanzado

3.4.2. Comparativa de Normas Técnicas de Seguridad

Tabla 14

Correspondencia entre estándares de seguridad BESS por región

Requisito de Seguridad	Norma Internacional (IEC)	Norma USA (UL/NFPA)	Equivalente Colombia
Seguridad de celdas Li-ion	IEC 62619:2022	UL 1642 / UL 2054	<i>Sin norma NTC equivalente</i>
Seguridad del sistema completo	IEC 62933-5-2:2023	UL 9540:2023 (Ed.4)	RETIE + NTC 2050 Art.706
Propagación térmica (TR)	IEC 62619 Anexo A	UL 9540A:2023 (Ed.2)	<i>Sin equivalente nacional</i>
Protección contra incendios	IEC 60079 (Zonas)	NFPA 855:2023	RETIE Art.7 + NFPA adoptado
Requisitos PCS/inversores	IEC 62477:2022	UL 1741:2021	<i>Sin NTC específica</i>
Interconexión a red	IEC 62933-2	IEEE 1547-2018	CREG 060/2019 (parcial)
Calidad de energía / armónicos	IEC 61000-3	IEEE 519-2022	NTC 5001
Ciberseguridad BMS/SCADA	IEC 62351	NERC CIP	<i>Sin regulación específica</i>

Celdas en rojo indican brechas normativas en Colombia.

3.5. Brechas Regulatorias Y Recomendaciones

3.5.1. Brechas Identificadas en Colombia

El análisis sistemático del marco normativo colombiano en comparación con las mejores prácticas internacionales permite identificar las siguientes brechas regulatorias prioritarias (Steckel et al., 2019):

Tabla 15

Brechas regulatorias BESS en Colombia y recomendaciones

Nº	Brecha Regulatoria	Impacto	Referencia Internacional	Recomendación
1	Ausencia de norma técnica nacional específica de seguridad para baterías Li-ion en BESS estacionarios	Riesgo de incidentes de seguridad; barreras para certificación de proyectos; dificultad de aseguramiento	IEC 62619:2022 / UL 9540:2023	Adopción urgente de NTC equivalente a IEC 62619 por ICONTEC, con actualización del RETIE
2	Sin habilitación regulatoria para BESS como agente autónomo del mercado eléctrico mayorista	Imposibilita la monetización de servicios ancilares y arbitraje; reduce el modelo de negocio al autoconsumo	FERC Order 841/2018; Ley Chilena 21.505/2022	Aprobación expedita de la Resolución CREG 101/2023 y complementaria para servicios ancilares
3	Marco de ciberseguridad inexistente para BMS y SCADA de BESS en infraestructura crítica	Vulnerabilidad ante ataques cibernéticos a infraestructura crítica de generación y transmisión	IEC 62351; NERC CIP (EE.UU.)	Emisión de circular regulatoria CREG de ciberseguridad para activos de almacenamiento
4	Procedimiento de interconexión no	Desincentiva inversión; prolonga tiempos de	IEEE 1547-2018; Grid Code UE	Actualización del RETIE y CREG

	adaptado para BESS: tiempos y costos de conexión elevados	desarrollo de proyectos 12-18 meses adicionales		para procedimiento fast-track de BESS < 10 MW
5	Ausencia de norma de propagación térmica equivalente a UL 9540A	Imposibilita definir distancias de seguridad entre unidades BESS; limita aprobación de instalaciones densas	UL 9540A:2023 (Ed.2)	Adoptar UL 9540A como norma de referencia en el RETIE actualizado
6	Sin marco para agregación de BESS distribuidos como recurso del mercado	No existe posibilidad legal de agrupación de BESS pequeños para participar colectivamente	FERC Order 2222; Directiva UE 2019/944	Regulación de agregadores de recursos distribuidos con BESS en resolución CREG complementaria

4. Capítulo 4. Sistema BESS – Análisis de costos

La transición hacia sistemas energéticos descarbonizados exige no solo el despliegue masivo de fuentes de energía renovable variable (FERV), sino también la integración de tecnologías que garanticen el equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (del inglés Battery Energy Storage Systems, BESS) han emergido como una de las soluciones más relevantes para este propósito, al ofrecer servicios críticos como la regulación primaria de frecuencia, el desplazamiento de carga, la integración de energías renovables y el soporte de tensión en redes eléctricas de potencia (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2025a)

La viabilidad técnica de los BESS en sistemas eléctricos está ampliamente documentada; sin embargo, la dimensión económica de su implementación continúa siendo un eje determinante en las decisiones de inversión, planificación energética de largo plazo y diseño de políticas públicas. Los costos asociados a un sistema BESS comprenden múltiples componentes: desde la inversión de capital (CAPEX) y los gastos operativos y de mantenimiento (OPEX), hasta los costos del sistema de conversión de potencia, el balance de planta, los costos de permisos e interconexión y los márgenes de utilidad del desarrollador (Cole et al., 2025)

Durante la última década, los precios de los sistemas BESS a escala de servicios públicos han experimentado una reducción sin precedentes. La International Renewable Energy Agency (Irena, 2025) documenta que los costos de instalación de BESS a escala de servicios públicos cayeron un 93% entre 2010 y 2024, pasando de USD 2 571/kWh a USD 192/kWh, impulsados por la escala de manufactura, la competencia de mercado y las mejoras en la química de las celdas. En paralelo, el National Renewable Energy Laboratory (NREL) estima que el costo de capital para un sistema BESS de 4 horas de duración se sitúa en USD 334/kWh en 2024, con proyecciones que

apuntan a valores entre USD 108/kWh y USD 307/kWh para el año 2050, dependiendo del escenario de evolución tecnológica y del mercado (Cole et al., 2025)

En el contexto colombiano, el análisis de costos de los BESS adquiere una relevancia particular. El país enfrenta retos estructurales asociados a la variabilidad hidrológica, la alta dependencia del recurso hídrico para la generación eléctrica y la ambiciosa agenda de descarbonización planteada en la Estrategia 2050, que incluye la carbono-neutralidad a mediados de siglo. En ese marco, el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la Agencia Danesa de Energía (DEA) publicaron en 2025 el Catálogo Tecnológico Colombiano, el primer referente nacional de costos y desempeño para tecnologías de generación y almacenamiento de energía, que incluye fichas técnicas específicas para sistemas LIB BESS a gran escala y pequeña escala, calibradas con datos del mercado colombiano e internacional (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a)

El presente capítulo ofrece un análisis estructurado y comprehensivo de los costos vinculados a la implementación de BESS en sistemas eléctricos de potencia, con énfasis en la descomposición del costo de capital, las tendencias globales de reducción de costos, las proyecciones hacia 2030 y 2050, los parámetros de operación y mantenimiento, y las implicaciones específicas para el contexto colombiano. Para ello, se integran las perspectivas analíticas del NREL, IRENA y el Catálogo Tecnológico Colombiano, constituyendo un marco de referencia robusto y actualizado para la toma de decisiones en planificación energética.

Componentes del Costo de Capital (CAPEX) en Sistemas BESS

Costos de Hardware

Los costos de hardware comprenden los cuatro primeros componentes del modelo y constituyen los elementos directamente relacionados con el equipo físico del sistema:

Gabinetes o contenedores de baterías de iones de litio: Corresponden al costo del equipo de almacenamiento propiamente dicho, incluyendo módulos de baterías con celdas de fosfato de litio y hierro (LFP), bastidores, sistemas de supresión de incendios, gestión térmica y sistemas de gestión de baterías (BMS). En 2024 representan el componente de mayor peso individual dentro del CAPEX, con un valor estimado de USD 210/kWh para un sistema de 4 horas. Se proyecta una reducción hasta USD 128/kWh en 2035 y USD 110/kWh en 2050 (Cole et al., 2025)

Inversores bidireccionales: Equipos que convierten la corriente continua (DC) generada por las celdas en corriente alterna (AC) para su inyección a la red, y viceversa durante la carga. Su costo en 2024 se estima en USD 26/kWh para sistemas de 4 horas. El Catálogo Tecnológico Colombiano distingue que el componente de capacidad (directamente relacionado con el inversor) se sitúa en USD 330 000/MW para aplicaciones a gran escala en (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a)

Balance de planta estructural (SBOS): Incluye la preparación del sitio, cimentaciones de concreto, cercos de seguridad, vías de acceso e investigación geotécnica. Cole et al., (2025) valoran este componente en USD 5/kWh en 2024.

Balance de planta eléctrico (EBOS): Abarca transformadores, celdas de switchgear, conductores, desconectores AC/DC, puesta a tierra, SCADA y equipos de subestación. El costo estimado es de USD 44/kWh en 2024 para sistemas de 4 horas, aunque su peso relativo varía significativamente en función de la distancia al punto de interconexión (Cole et al., 2025).

Costos Blandos (Soft Costs)

Los costos blandos engloban los componentes que no corresponden a equipos físicos del sistema, pero que representan una fracción significativa del CAPEX total. Estos incluyen:

Mano de obra de instalación: Cubre los trabajos de construcción estructural y eléctrica en el sitio. Se estima en USD 3/kWh en 2024 para sistemas a gran escala.

Permisos e interconexión: Comprende estudios ambientales, trámites de permisología y estudios de interconexión. Explícitamente excluye los costos de mejoras de red (network upgrades). (Cole et al., 2025) reportan USD 2/kWh para este componente en 2024.

Impuesto sobre ventas: Calculado como la tasa promedio nacional de Estados Unidos (5,8%) aplicada sobre los materiales y el hardware. Equivale a USD 17/kWh en 2024.

Contingencia: Partida destinada a cubrir gastos imprevistos durante la construcción. Estimada en USD 12/kWh en 2024.

Gastos generales del desarrollador (EPC Overhead): Incluye logística, ingeniería, comunicación y salarios gerenciales. Equivale a USD 9/kWh en 2024 (Cole et al., 2025).

Utilidad del desarrollador: Corresponde a un margen del 5% sobre los componentes de hardware (ítems 1 a 4). Estimado en USD 7/kWh en 2024.

La suma de estos diez componentes resulta en un costo nocturno total de capital de USD 334/kWh para un sistema BESS de 4 horas de duración, expresado en dólares de 2024. En términos de potencia, este valor equivale a USD 1 336/kW, dado que el costo en \$/kWh puede convertirse a \$/kW multiplicando por la duración en horas (Cole et al., 2025).

Tabla 16

Desagregación del costo nocturno de capital (CAPEX) de un sistema BESS de 4 horas de duración (USD 2024/kWh)

Componente	2024	2035	2050
Gabinetes de baterías Li-ion (LFP)	\$210	\$128	\$110
Inversor bidireccional	\$26	\$19	\$13
Balance de planta estructural (SBOS)	\$5	\$5	\$3
Balance de planta eléctrico (EBOS)	\$44	\$62	\$32
Mano de obra de instalación	\$3	\$2	\$2
Permisos e interconexión	\$2	\$2	\$17
Impuesto sobre ventas	\$17	\$12	\$9
Contingencia	\$12	\$9	\$7
Gastos generales (EPC Overhead)	\$9	\$7	\$5
Utilidad del desarrollador	\$7	\$5	\$4
TOTAL	\$334	\$243	\$178

Nota: Los valores de 2035 y 2050 corresponden a la proyección media (mid). Adaptado de Cole et al. (2025, p. 6).

Separación de Costos en Componentes de Energía y de Potencia

Una característica singular de los sistemas BESS, en comparación con otras tecnologías de generación, es que sus costos no escalan de manera uniforme respecto a una sola variable. Mientras los costos de los gabinetes de baterías son proporcionales a la capacidad energética del sistema (\$/kWh), los costos del inversor escalan con la capacidad de potencia (\$/kW), y algunos

componentes como los costos de desarrollo varían en función de una combinación lineal de ambas variables (Cole et al., 2025).

Para capturar esta dualidad, el modelo del NREL separa el costo total del sistema en un componente de energía (USD/kWh) y un componente de potencia (USD/kW), de modo que:

$$\begin{aligned} \text{Costo Total } (\$/kW) & \\ &= \text{Costo energía } (\$/kWh) * \text{duración (horas)} \\ &+ \text{costo de potencia } (\$/kW) \end{aligned}$$

Para un sistema de 4 horas en 2024, Cole et al., (2025) determinan mediante ajuste lineal un costo de energía de USD 241/kWh y un costo de potencia de USD 372/kW. Esto implica que sistemas de mayor duración (6 u 8 horas) resultan más económicos en términos de USD/kWh, mientras que sistemas de menor duración son más competitivos en USD/kW. El Catálogo Tecnológico Colombiano, alineado con esta metodología, reporta para 2024 un componente energético de USD 350 000/MWh y un componente de capacidad de USD 330 000/MW para aplicaciones LIB BESS a gran escala (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

Tendencias Globales de Reducción de Costos en BESS

La trayectoria de reducción de costos de los sistemas BESS en las últimas dos décadas constituye uno de los fenómenos más acelerados en la historia de las tecnologías energéticas. Irena, (2025) documenta que entre 2010 y 2024, los costos de instalación de BESS a escala de servicios públicos descendieron un 93%, al pasar de USD 2 571/kWh a USD 192/kWh. Este descenso fue impulsado principalmente por mejoras en la química de las celdas, expansión de la escala de

manufactura, mayor competencia en el mercado internacional y eficiencias en los componentes de balance de planta.

Tasas de Aprendizaje Tecnológico

Los modelos de proyección de costos utilizan el concepto de tasa de aprendizaje para cuantificar la reducción de precios que se obtiene cuando se duplica la capacidad acumulada instalada. En el caso de los BESS con química LIB, el Catálogo Tecnológico Colombiano asume una tasa de aprendizaje del 17% para los componentes de energía y del 10% para los componentes de potencia y otros costos, referenciando los estimados de la IEA y BNEF (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a). Esta metodología implica que con cada duplicación de la producción acumulada global de baterías, los costos de los componentes de energía se reducen aproximadamente en una quinta parte.

Este mecanismo ya ha demostrado su vigencia en el mercado: el precio de los paquetes de baterías de iones de litio cayó de aproximadamente USD 1 200/kWh en 2010 a USD 139/kWh en 2023, según datos de Bloomberg New Energy Finance citados en el Catálogo Tecnológico Colombiano (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a). Se prevé que la capacidad de manufactura global de baterías pase de 1 163 GWh en 2022 a 8 945 GWh en 2027, lo que representaría un aumento de ocho veces en solo cinco años, con China captando aproximadamente el 70% de esa capacidad.

Proyecciones de Costo a 2035 y 2050 según NREL

Cole et al., (2025) desarrollan tres escenarios de proyección (bajo, medio y alto) para el costo de capital de sistemas BESS de 4 horas entre 2024 y 2060. Estos escenarios son el resultado

de una revisión sistemática de la literatura especializada publicada entre 2023 y principios de 2025, que incluye fuentes como BNEF, EIA, IEA, Lazard, Wood Mackenzie y múltiples planes de recursos integrados de empresas de servicios públicos estadounidenses.

Las proyecciones evidencian una amplia dispersión en los estimados de la literatura, reflejo de la incertidumbre inherente a variables como la demanda del mercado, la cadena de suministro, la interacción con el sector de vehículos eléctricos y los precios de materias primas estratégicas (litio, cobalto, níquel). El escenario alto contempla incluso un aumento transitorio de costos en 2026, atribuible a restricciones de la cadena de suministro y el impacto de aranceles, con costos que no retornarían al nivel de 2024 sino hasta finales de la década de 2030. Los escenarios medio y bajo muestran reducciones más pronunciadas en el corto plazo que luego se moderan, consistente con la madurez progresiva de la tecnología (Cole et al., 2025).

Tabla 17

Desagregación del costo nocturno de capital (CAPEX) de un sistema BESS de 4 horas de duración (USD 2024/kWh).

Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Reducción Media (%)	Ref.
2024	\$334	\$334	\$334	—	Base
2025	\$295	\$321	\$350	-3,9%	
2026	\$255	\$308	\$366	-7,8%	
2030	\$207	\$279	\$354	-16,5%	
2035	\$147	\$243	\$339	-27,2%	
2040	\$134	\$221	\$329	-33,8%	

Año	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Reducción Media (%)	Ref.
2045	\$121	\$200	\$318	-40,1%	
2050	\$108	\$178	\$307	-46,7%	

Nota. Los porcentajes de reducción corresponden al escenario medio respecto al costo de 2024.

Adaptado de Cole et al. (2025, p. 16, Tabla 2).

Estas proyecciones resultan significativamente más optimistas que las publicadas en el informe de referencia previo del NREL (Cole y Karmakar, 2023), fundamentalmente porque el punto de partida de 2024 es inferior al que se estimaba para ese año en la versión anterior. En términos agregados, el escenario medio del NREL proyecta una reducción del 28% para 2035 y del 47% para 2050 respecto al costo de 2024; el escenario bajo anticipa reducciones del 56% y 68% respectivamente, mientras que el escenario alto contempla solo una reducción del 2% para 2035 y del 8% para 2050 (Cole et al., 2025).

Despliegue Global y Perspectivas de Mercado

Irena, (2025) registra que en 2024, las adiciones globales de almacenamiento de energía a escala de servicios públicos, principalmente BESS, superaron los 40 GW, con un incremento interanual superior al 60%. Estados Unidos incorporó aproximadamente 10 GW, en gran medida co-ubicados con instalaciones solares fotovoltaicas, mientras que China acaparó más de la mitad del total de instalaciones globales, respaldada por mandatos nacionales de almacenamiento junto a nueva capacidad renovable.

En paralelo, el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) global para BESS promedió USD 104/MWh en 2024, con proyectos líderes en Estados Unidos y China logrando valores cercanos a

USD 90/MWh para configuraciones de 1 a 4 horas. BNEF proyecta que los LCOE de BESS caerán por debajo de USD 100/MWh en 2025, con una reducción adicional de hasta el 50% posible para 2030, en función de la química, la madurez del mercado y la aplicación (Irena, 2025). El mercado de manufactura de LIB se prevé que alcance los 8 945 GWh de capacidad en 2027, y la capacidad instalada global de almacenamiento llegaría a casi 7 TWh para 2030 (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

Impacto de la Duración en la Estructura de Costos

Una de las variables más determinantes en la economía de los sistemas BESS es la duración de descarga, definida como el tiempo durante el cual el sistema puede suministrar energía a su capacidad nominal de potencia. Esta variable no solo define la aplicación óptima del sistema, sino que también modifica sustancialmente la estructura de costos, ya que los componentes de energía y potencia escalan de manera diferente.

Según el modelo de Cole et al., (2025), para el año 2024 y utilizando la proyección de costos media, el costo de capital en USD/kWh disminuye al aumentar la duración (dado que el componente de potencia se amortiza sobre mayor energía almacenada), mientras que el costo en USD/kW se incrementa con la duración (dado que se requiere mayor capacidad de almacenamiento para sostener la misma potencia por más tiempo). Este comportamiento tiene implicaciones directas sobre la competitividad de los BESS frente a tecnologías alternativas de almacenamiento o generación flexible, y sobre los criterios de dimensionamiento para diferentes servicios de red.

Tabla 18

Costo de capital de sistemas BESS según duración de descarga, proyección media, año 2024 (USD 2024).

Duración de descarga	Costo (USD/kWh)	Costo (USD/kW)
2 horas	~\$427	~\$854
4 horas	\$334	\$1 336
6 horas	~\$296	~\$1 776

Nota. Los valores de 2 y 6 horas son aproximaciones derivadas del modelo de separación de costos de energía y potencia. Adaptado de Cole et al. (2025, Figura 7).

El Catálogo Tecnológico Colombiano trabaja con un sistema de referencia de 4 horas para la escala de servicios públicos, consistente con la práctica internacional y con la mayor disponibilidad de datos de mercado para esta configuración. La ficha técnica colombiana para sistemas LIB BESS a gran escala reporta en 2024 un costo total de inversión de USD 0,47 millones/MWh (componente energético: USD 0,35 M/MWh; componente de capacidad: USD 0,33 M/MW; otros costos del proyecto: USD 0,04 M), con proyecciones a la baja para 2030 (USD 0,28 M/MWh) y 2050 (USD 0,20 M/MWh) (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)

Además del costo de capital, la evaluación económica integral de un sistema BESS requiere considerar los costos de operación y mantenimiento (O&M), que inciden directamente sobre el costo nivelado del almacenamiento (LCOS) y la rentabilidad del proyecto a lo largo de su vida útil. Estos costos se dividen en O&M fijos (FOM) y O&M variables (VOM).

O&M Fijo (FOM)

El O&M fijo cubre los costos recurrentes asociados al mantenimiento preventivo, la supervisión operativa y, en algunos casos, la reposición de componentes para contrarrestar la degradación de la batería. Cole et al., (2025) adoptan un valor de FOM equivalente al 4% del costo de capacidad en \$/kW para un sistema BESS de 4 horas, justificado en el análisis detallado de The Brattle Group, (2022), que incluye los costos de augmentación necesarios para mantener la capacidad nominal a lo largo de la vida útil. Este enfoque implica que el FOM cubre los gastos derivados de aproximadamente un ciclo completo de carga-descarga por día.

El Catálogo Tecnológico Colombiano reporta un FOM de USD 15 000/MWe-año para sistemas LIB BESS a gran escala en 2024, con una proyección de reducción a USD 10 830/MWe-año en 2030 y USD 8 674/MWe-año en 2050 (MME et al., 2025). Para sistemas de pequeña escala, los valores de FOM son considerablemente más elevados (USD 42 276/MWe-año en 2024), reflejando la menor economía de escala y el mayor costo relativo de la gestión operativa.

O&M Variable (VOM)

El O&M variable en los sistemas BESS es frecuentemente considerado igual a cero, o muy próximo a este valor, bajo el supuesto de que los costos de operación se garantizan por contrato a través del FOM y que el ciclo de trabajo estándar (un ciclo diario) no genera costos adicionales proporcionales a la energía despachada. Cole et al., (2025) adoptan un VOM de USD 0/MWh para el sistema de referencia del NREL.

Sin embargo, el Catálogo Tecnológico Colombiano establece un VOM de USD 2,00/MWh en 2024, el cual se reduce a USD 1,44/MWh en 2030 y USD 1,16/MWh en 2050 para sistemas de gran escala. En sistemas de pequeña escala, este valor asciende a USD 5,6/MWh en 2024,

evidenciando nuevamente el efecto de escala en la estructura de costos operativos (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

Tabla 19

Parámetros de O&M para sistemas BESS según escala y año de referencia.

Parámetro	Escala	2024	2030	2050
FOM (USD/MWe-año)	Gran escala	15 000	10 830	8 674
FOM (USD/MWe-año)	Pequeña escala	42 276	30 522	24 447
VOM (USD/MWh)	Gran escala	2,00	1,44	1,16
VOM (USD/MWh)	Pequeña escala	5,6	4,1	3,3

Nota. Adaptado de ministerio de minas y energía de Colombia (2025, Fichas Técnicas LIB BESS Gran y Pequeña Escala).

Vida Útil, Eficiencia y Parámetros de Desempeño Vinculados a los Costos

La vida útil de un sistema BESS determina el número de años durante los cuales el capital invertido puede ser amortizado, y tiene por tanto un impacto directo sobre el LCOS. Cole et al., (2025) adoptan una vida útil de 15 años como estimación conservadora, justificada en la incertidumbre existente dado que los sistemas de 4 horas son relativamente nuevos y ninguno ha alcanzado aún esa antigüedad. El mismo valor es reconocido como el límite inferior del rango reportado en la literatura revisada.

El Catálogo Tecnológico Colombiano adopta la misma vida útil de 15 años para 2024, con proyecciones de mejora a 20 años en 2030 y 25 años en 2050, como resultado de mejoras en materiales y estrategias avanzadas de gestión de baterías. En términos de ciclos, la vida útil técnica se estima en 7 500 ciclos en 2024, 10 000 en 2030 y 15 000 en 2050 (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a). La tasa de autodescarga se mantiene en 0,10%/día para todos los horizontes proyectados.

Respecto a la eficiencia de ciclo completo, Cole et al. (2025) adoptan una eficiencia de ida y vuelta (round-trip efficiency) del 85% para el sistema de referencia, bien alineada con los valores publicados en la literatura. El Catálogo Tecnológico Colombiano reporta una eficiencia AC de ciclo completo del 90% en 2024, mejorando al 92% para 2030 y 2050, mientras que la eficiencia DC asciende al 95% en 2024 y 96% en 2030 y 2050 (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a). La diferencia entre la eficiencia AC y DC refleja las pérdidas en la electrónica de potencia (inversores), estimadas entre un 2% y un 4%.

La degradación de la capacidad es otro parámetro crítico en la evaluación económica. Las baterías LIB pierden capacidad progresivamente en función del número de ciclos, la temperatura operativa y la profundidad de descarga (DoD). Los estudios recientes muestran que limitar el rango de estado de carga (SoC) a ventanas más estrechas por ejemplo, entre 25% y 75% prolonga significativamente la vida útil del sistema, aunque reduce la energía disponible por ciclo (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a). Esta disyuntiva tiene implicaciones económicas directas: una mayor degradación puede requerir augmentación de capacidad antes del término de la vida útil prevista, incrementando los costos de O&M.

Costos Comparativos Internacionales y el Contexto Colombiano

La comparación de los costos de implementación de BESS entre distintas regiones y fuentes revela diferencias significativas que reflejan la diversidad en los contextos regulatorios, las cadenas de suministro locales, los costos de mano de obra y las condiciones de los contratos de interconexión. La Tabla 3.5 consolida estimaciones de costo de inversión para proyectos LIB BESS a gran escala procedentes de diversas fuentes internacionales y del catálogo colombiano.

Tabla 20

Comparación de costos de inversión para proyectos LIB BESS a gran escala por región (MUSD 2024/MWh y MUSD 2024/MW).

Fuente / Región	MUSD 2024/MWh	MUSD 2024/MW	Año base FID
Catálogo Tecnológico Colombiano (gran escala)	0,47	1,89	2024
NREL ATB 2023 (EE. UU.)	0,43	1,72	2023
Catálogo Tecnológico de Indonesia 2024	—	1,50	2024
Catálogo Tecnológico de India 2021	0,39	1,11	2021
IRENA – Promedio global 2024	—	~\$192/kWh	2024
NREL Bottom-up 2024 (USD/kWh, 4h)	USD 334/kWh	USD 1 336/kW	2024

Nota. Los valores han sido ajustados por inflación a valores de 2024 donde fue aplicable. Adaptado de Ministerio de minas y energía de Colombia (2025, Tabla 14-5) y Cole et al. (2025).

El costo de inversión colombiano para sistemas LIB BESS a gran escala (USD 1,89 M/MW o USD 0,47 M/MWh en 2024) se sitúa en el rango superior de las estimaciones internacionales, aunque dentro de los rangos de incertidumbre reportados para el contexto latinoamericano. Esto obedece en parte a factores estructurales del mercado colombiano: la inexperiencia relativa en proyectos BESS a gran escala, los costos logísticos de importación de equipos, los requerimientos específicos de permisos y los costos de interconexión en un sistema con características propias.

A la fecha de publicación del Catálogo Tecnológico Colombiano (marzo 2025), Colombia contaba con un único BESS a gran escala de servicios públicos en operación: el sistema instalado en la central térmica Termozipa, propiedad de ENEL, ubicada en Tocancipá, Cundinamarca, con una capacidad de 7 MW y 3,9 MWh con química NMC, puesto en operación en 2021 y cuya función principal es la regulación primaria de frecuencia durante los períodos de parada de las

unidades térmicas (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a). La ausencia de proyectos de mayor escala limita la disponibilidad de datos locales para la calibración de modelos de costo, lo que refuerza la necesidad de referencias internacionales comparables.

Las proyecciones del Catálogo Tecnológico Colombiano para 2030 y 2050 anticipan una convergencia con los niveles internacionales a medida que se desarrolle el mercado local y se acumulen experiencias constructivas. Para 2030, se proyecta un costo de inversión de USD 0,28 M/MWh (gran escala), equivalente a una reducción del 40% frente a 2024, mientras que para 2050 el costo estimado desciende a USD 0,20 M/MWh, representando una reducción del 57% (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

Aplicaciones en Sistemas Eléctricos y Análisis Costo-Aplicación

La evaluación económica de un sistema BESS no puede dissociarse de su aplicación prevista, ya que la duración del servicio, la frecuencia de uso y los ingresos disponibles varían considerablemente según el servicio prestado al sistema eléctrico. El Catálogo Tecnológico Colombiano clasifica las aplicaciones de los BESS en categorías que van desde servicios de segundos hasta servicios de varias horas, con implicaciones directas sobre el dimensionamiento y los costos (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

La regulación primaria de frecuencia, que requiere tiempos de respuesta en el orden de los milisegundos y duraciones de servicio de segundos a pocos minutos, opera típicamente a tasas C elevadas (altas relaciones potencia/energía). Para este servicio, el Catálogo Tecnológico Colombiano ejemplifica un sistema de 8 MW / 2 MWh con CAPEX de USD 3,42 millones (USD 1,72 M/MWh o USD 0,43 M/MW). En contraste, la integración de energías renovables, que requiere almacenar durante varias horas la energía fotovoltaica excedentaria para su uso nocturno,

opera a tasas C bajas (baja relación potencia/energía). Para un sistema de 16 MWh / 4 MW proyectado para 2030, el CAPEX estimado es de USD 4,64 millones (USD 0,29 M/MWh o USD 1,16 M/MW) (Ministerio de minas y Energía de Colombia, 2025a).

Esta diferencia evidencia un comportamiento inverso en los costos específicos según la aplicación: los sistemas diseñados para regulación de frecuencia con alta tasa C son más costosos por MWh pero más económicos por MW, mientras que los sistemas para integración renovable con baja tasa C presentan el patrón opuesto. La selección del tamaño y la química de batería apropiada para cada servicio es, por tanto, una decisión con alto impacto en la rentabilidad del proyecto.

Las estimaciones del NREL para el año 2024 confirman esta dinámica mediante el modelo de separación de costos de energía y potencia: para aplicaciones de regulación de frecuencia, donde las duraciones típicas son de 15 minutos a 1 hora, el costo dominante es el componente de potencia (inversor y balance de planta eléctrico); para aplicaciones de desplazamiento de carga o capacidad firme que requieren 4 o más horas, el componente de energía (celdas y gabinetes de baterías) representa la fracción preponderante del CAPEX (Cole et al., 2025).

En el contexto colombiano, Irena, (2025) señala que los sistemas híbridos solar fotovoltaico combinado con almacenamiento en baterías se han convertido en configuraciones estándar en múltiples mercados, dado que permiten mejorar la despachabilidad de la energía renovable y reducir la energía no suministrada. En Estados Unidos, 17 proyectos híbridos operativos que combinan 4 486 MW de solar FV con 7 677 MWh de almacenamiento alcanzaron un LCOE ponderado de USD 0,079/kWh, comparable al rango medio de los ciclos combinados de gas natural y por debajo del LCOE del carbón (Irena, 2025). Estas referencias internacionales

proveen un referente crucial para evaluar la competitividad de futuros proyectos híbridos en Colombia.

Propuesta metodológica mediante el uso de la herramienta Excel para el análisis de costos de sistemas BESS de 4hr (USD 2024/kWh)

El archivo Excel propuesto constituye un modelo de cálculo que permite estimar de manera integral los costos asociados a la implementación de sistemas BESS. Su diseño responde a un enfoque modular, en el cual se integran variables de entrada, cálculos intermedios y resultados económicos. El modelo está organizado en diferentes secciones funcionales:

- Parámetros de entrada del sistema
- Cálculo del CAPEX
- Cálculo del OPEX
- Evaluación de costos específicos
- Análisis de sensibilidad

Este enfoque permite una trazabilidad clara de los resultados y facilita la modificación de supuestos, lo cual es fundamental en estudios de prefactibilidad.

Configuración del sistema BESS de 4hr

El modelo se basa en una configuración estándar ampliamente utilizada en sistemas eléctricos de potencia, definida por una relación de duración de 4 horas entre potencia y energía.

Tabla 21

Parámetros base del sistema de modelado

Parámetro	Valor
Potencia nominal	50 MW
Duración	4 horas
Energía nominal	200 MWh

Esta configuración es consistente con los modelos de almacenamiento a escala de red utilizados en estudios internacionales, donde los sistemas de 4 horas representan un equilibrio entre capacidad energética y capacidad de respuesta (Cole et al., 2025, pp. iv–v).

Base de costos en USD 2024/kWh

El modelo adopta como referencia los costos actuales de sistemas BESS expresados en USD 2024 por unidad de energía almacenada. Según IRENA, el costo promedio global de sistemas de almacenamiento en baterías se sitúa alrededor de 192 USD/kWh en 2024 (Irena, 2025, p. 3). A partir de esta referencia, el modelo permite desagregar los costos en función de:

- Componente energético (USD/MWh)
- Componente de potencia (USD/MW)
- Costos adicionales del sistema

Esta desagregación es coherente con la metodología propuesta por NREL, donde se diferencian los costos asociados a la energía y a la potencia como elementos fundamentales del CAPEX (Cole et al., 2025, pp. iv–vi).

Calculo CAPEX

El modelo calcula automáticamente el CAPEX total a partir de los costos unitarios y las dimensiones del sistema:

- Energía nominal × costo energético
- Potencia nominal × costo de potencia

Además, incorpora costos adicionales como:

- Ingeniería
- Contingencias
- Licencias
- Interconexión

Figura 6

Hoja Excel calculo CAPEX.

Rubro	Base de cálculo	Cantidad	Unidad	Costo unitario (USD)	Subtotal (USD)	Tipo	Incluido en base catálogo	Nota / fuente
Subtotal CAPEX base catálogo					94.500.000,00	Subtotal	Sí	Línea base técnica del catálogo
Contingencia	Sobre subtotal base catálogo	94.500.000,00	USD	250,00	23.625.000.000,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Ingeniería / owner support	Sobre subtotal base catálogo	94.500.000,00	USD	0,05	4.725.000,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Owner costs / promotor	Sobre subtotal base catálogo	94.500.000,00	USD	0,03	2.835.000,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Seguros construcción	Sobre subtotal base catálogo	94.500.000,00	USD	0,02	1.890.000,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Licencias y permisos	Sobre subtotal base catálogo	94.500.000,00	USD	0,01	472.500,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Interconexión local adicional	Sobre subtotal base catálogo	94.500.000,00	USD	0,01	945.000,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Interconexión mayor	Monto absoluto	1,00	L.S.	0,03	0,03	Indirecto	No	Supuesto editable
Terreno / servidumbres	Monto absoluto	1,00	L.S.	0,00	0,00	Indirecto	No	Supuesto editable
Subtotal antes de impuestos e IDC					23.730.367.500,03	Subtotal	Mixto	Base + adicionales
Impuestos aplicables	Sobre subtotal antes de impuestos e IDC	23.730.367.500,03	USD	0,00	0,00	Adicional	No	Editable según estructura tributaria
Financiación / IDC	Sobre subtotal antes de impuestos e IDC	23.730.367.500,03	USD	0,00	0,00	Adicional	No	Editable según estructura de deuda
CAPEX TOTAL PROYECTO					23.730.367.500,03	Total	Mixto	Resultado final del modelo
CAPEX TOTAL PROYECTO en COP	Si hay TRM diligenciada	0,00	COP	1,00	0,00	Total	Mixto	TRM editable
Costo específico total	CAPEX total / energía nominal	23.730.367.500,03	USD	200,00	118.651.837,50	Indicador	Mixto	USD/MWh proyecto
Costo específico total	CAPEX total / potencia nominal	23.730.367.500,03	USD	50,00	474.607.350,00	Indicador	Mixto	USD/MW proyecto

Calculo OPEX

El modelo incluye costos operativos basados en:

- O&M fijo (USD/MW-año)
- O&M variable (USD/MWh)

Estos costos se ajustan según el número de ciclos anuales y la eficiencia del sistema.

Figura 7*Hoja Excel calculo OPEX.*

Concepto	Fórmula / base	Valor anual (USD)	Valor anual (COP)	Nota
O&M fijo anual	O&M fijo (USD/MW-año) x MW	750.000,00	0,00	Catálogo 2025
Energía descargada anual	MWh nominal x ciclos equivalentes anuales	24,00	0,00	Supuesto editable para throughput
O&M variable anual	O&M variable x energía descargada	48,00	0,00	Catálogo 2025
Seguro operativo anual	CAPEX total x seguro operativo anual	2.373.036.750,00	0,00	Supuesto editable
Costos administrativos anuales	Supuesto editable	0,00	0,00	Supuesto editable
OPEX anual total	Suma anual	2.373.786.822,01	0,00	Resultado anual
OPEX acumulado vida útil (sin degradación)	OPEX anual total x vida útil	2.136.408.139,81	0,00	Resultado simplificado
Costo de recambio de inversores	CAPEX total x % recambio	284.764.410.000,36	0,00	Supuesto editable; programado en el año indicado
Costo total de vida útil simplificado	OPEX acumulado + recambio	286.900.818.140,17	0,00	No incluye valor del dinero en el tiempo
Cronograma simplificado de recambio				
Año	OPEX base anual (USD)	Recambio de inversores (USD)	Total anual (USD)	
1	2.373.786.822,01	0,00	2.373.786.822,01	
2	2.373.786.822,01	0,00	2.373.786.822,01	
3	2.373.786.822,01	0,00	2.373.786.822,01	
4	2.373.786.822,01	0,00	2.373.786.822,01	

Indicadores económicos

El archivo permite obtener indicadores clave como:

- Costo específico (USD/MWh)
- Costo específico (USD/MW)
- Base para cálculo de LCOS

Estos indicadores son fundamentales para comparar la competitividad de los sistemas BESS frente a otras tecnologías de generación y almacenamiento.

Figura 8

Hoja Excel calculo indicadores financieros.

	Escenario A	Escenario B	Escenario C
	10 MW / 40 MWh	50 MW / 200 MWh	100 MW / 400 MWh
Potencia (MW)	10,00	50,00	100,00
Duración (h)	4,00	4,00	4,00
Energía (MWh)	40,00	200,00	400,00
CAPEX base catálogo (USD)	18.900.000,00	94.500.000,00	189.000.000,00
CAPEX total con adicionales (USD)	4.746.073.500,03	23.730.367.500,03	47.460.735.000,03
CAPEX total con adicionales (COP)	0,00	0,00	0,00
Costo específico (USD/MWh)	118.651.837,50	118.651.837,50	118.651.837,50
Costo específico (USD/MW)	474.607.350,00	474.607.350,00	474.607.350,00
O&M fijo anual (USD)	150.000,00	750.000,00	1.500.000,00
O&M variable anual (USD)	9,60	48,00	96,00
OPEX anual total estimado (USD)	474.757.359,61	2.373.786.798,01	4.747.573.596,01
Benchmark IRENA 2024 (USD/kWh)	192,00	192,00	192,00
Benchmark NREL 2024 (USD/kWh)	334,00	334,00	334,00

Análisis de sensibilidad

Una de las principales fortalezas del modelo es la posibilidad de analizar la sensibilidad del sistema ante variaciones en parámetros clave, tales como:

- Costo de baterías
- Número de ciclos
- Eficiencia
- Tasa de descuento

Esto permite evaluar escenarios optimistas y conservadores, lo cual es esencial en contextos de incertidumbre tecnológica.

Figura 9*Hoja Excel sensibilidad.*

Tabla 1. Sensibilidad por duración y multiplicador de CAPEX base (USD)			
	0,90	1,00	1,10
2 h	21.357.330.750,03	23.730.367.500,03	26.103.404.250,03
4 h	21.357.330.750,03	23.730.367.500,03	26.103.404.250,03
6 h	27.459.425.250,03	30.510.472.500,03	33.561.519.750,03
Tabla 2. Sensibilidad por interconexión mayor y financiación / IDC (USD)			
	0,00	0,05	0,10
0	23.730.367.500,03	24.916.885.875,03	26.103.404.250,03
2000000	23.732.367.500,03	24.918.885.875,03	26.105.404.250,03
5000000	23.735.367.500,03	24.921.885.875,03	26.108.404.250,03

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones de este estudio permiten evidenciar que los sistemas de almacenamiento de energía en baterías han alcanzado un nivel de madurez tecnológica y relevancia estratégica sin precedentes dentro de los sistemas eléctricos modernos. Desde una perspectiva histórica, su evolución desde configuraciones electroquímicas primitivas hasta tecnologías avanzadas como el litio-hierro-fosfato refleja un proceso sostenido de optimización en términos de seguridad, vida útil y costos. En la actualidad, la consolidación de la tecnología LFP como estándar dominante en aplicaciones estacionarias responde a atributos técnicos claramente diferenciadores, particularmente en estabilidad térmica y durabilidad, lo que ha facilitado su adopción masiva. De manera complementaria, el desarrollo de tecnologías emergentes como las baterías de estado sólido y las de flujo redox de vanadio introduce una perspectiva de diversificación tecnológica orientada a resolver limitaciones actuales, especialmente en aplicaciones de larga duración y condiciones operativas exigentes.

En el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia, los BESS se posicionan como activos altamente versátiles que cumplen múltiples funciones críticas de manera simultánea; Su capacidad de respuesta ultrarrápida permite mejorar la estabilidad operativa mediante servicios como la regulación de frecuencia y el soporte de tensión, mientras que su flexibilidad operativa los convierte en un elemento clave para facilitar la integración de fuentes renovables variables. Asimismo, su implementación contribuye a optimizar la operación del sistema a través de mecanismos como el arbitraje energético, la reducción de vertimientos, la gestión de picos de demanda y el diferimiento de inversiones en infraestructura. En escenarios de alta criticidad, su capacidad para operar en isla y ejecutar arranques en negro fortalece significativamente la

resiliencia del suministro eléctrico, consolidándolos como un componente esencial en la transición hacia sistemas energéticos más robustos y sostenibles.

Desde el punto de vista regulatorio, el análisis evidencia una brecha clara entre Colombia y las jurisdicciones más avanzadas en materia de almacenamiento energético; Aunque el país ha logrado avances relevantes mediante instrumentos normativos recientes, aún enfrenta limitaciones estructurales que restringen el despliegue de esta tecnología. La ausencia de una habilitación plena de los BESS como agentes autónomos en el mercado mayorista, la falta de adopción de estándares técnicos internacionales específicos para seguridad en baterías de litio y la inexistencia de lineamientos en ciberseguridad para sistemas de gestión y control constituyen barreras significativas. Estas limitaciones no solo afectan la certeza regulatoria, sino que también inciden directamente en la percepción de riesgo por parte de inversionistas y desarrolladores.

En términos económicos, la drástica reducción de costos observada en la última década redefine el rol de los BESS dentro de la planificación energética. La caída sostenida del CAPEX, combinada con la posibilidad de generar ingresos a través del apilamiento de servicios y con menores costos operativos, ha mejorado sustancialmente su competitividad frente a tecnologías convencionales. Las proyecciones a mediano y largo plazo indican una tendencia descendente adicional en los costos, lo que sugiere que el almacenamiento energético se consolidará como una solución económicamente viable y estratégicamente indispensable en la expansión y modernización de los sistemas eléctricos, tanto a nivel global como en el contexto colombiano.

En cuanto a las recomendaciones, se identifica como prioritario para Colombia el fortalecimiento del marco regulatorio con el fin de eliminar las barreras que actualmente limitan la adopción de sistemas BESS. Resulta fundamental avanzar en la aprobación de regulaciones que permitan su participación como agentes autónomos en el mercado eléctrico mayorista, habilitando

su acceso a múltiples fuentes de ingresos y promoviendo la inversión privada. De igual forma, la adopción formal de estándares internacionales de seguridad, junto con la actualización de normativas técnicas nacionales para incorporar de manera específica las tecnologías de almacenamiento electroquímico, constituye una acción urgente para mitigar riesgos operativos y garantizar condiciones adecuadas de implementación. La inclusión de criterios de ciberseguridad para sistemas de gestión de baterías y plataformas de supervisión también debe ser considerada como un componente esencial en este proceso de modernización normativa.

En el ámbito académico e institucional, se hace evidente la necesidad de fortalecer la generación de conocimiento aplicado en el contexto colombiano. La limitada existencia de proyectos de gran escala restringe la disponibilidad de datos reales para el análisis técnico y económico, lo que dificulta la toma de decisiones informadas. En este sentido, se recomienda promover el desarrollo de proyectos piloto que permitan obtener información empírica bajo condiciones locales, integrando variables propias del entorno como el clima, la topología de red y los patrones de consumo. La articulación entre universidades, entidades gubernamentales y organismos de normalización resulta clave para consolidar una base de conocimiento robusta y contextualizada.

Para los actores del sector energético, se plantea la necesidad de incorporar el almacenamiento desde etapas tempranas en la estructuración de proyectos, particularmente en configuraciones híbridas con generación renovable. Esta integración no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también incrementa la competitividad en mercados cada vez más orientados a la flexibilidad y la confiabilidad. Herramientas de análisis como el modelo de costos desarrollado en esta investigación pueden servir como insumo inicial para la evaluación financiera, aunque requieren ser ajustadas con información específica del entorno regulatorio y técnico nacional.

Finalmente, en el campo de la investigación futura, se identifican líneas de trabajo prioritarias que responden a las dinámicas emergentes del sector. Entre ellas, destaca el análisis del potencial de nuevas tecnologías como las baterías de sodio, la evaluación detallada del valor económico del apilamiento de servicios en el mercado colombiano y el desarrollo de metodologías integrales para el análisis del ciclo de vida ambiental de los sistemas BESS. Estas líneas permitirán profundizar en la comprensión de los impactos técnicos, económicos y ambientales del almacenamiento energético, contribuyendo a una toma de decisiones más informada y sostenible en el país.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AESS. (2024). ARCONEL-005/24 (codificada): Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica \textbar Ecuador—Guía Oficial de Trámites y Servicios.
<https://www.gob.ec/regulaciones/arconel-00524-codificada-marco-normativo-generacion-distribuida-autoabastecimiento-consumidores-regulados-energia-electrica>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2021). Resolução Normativa 1000 2021 da ANEEL BR.
<https://atosoficiais.com.br/aneel/resolucao-normativa-n-1000-2021-estabelece-as-regras-de-prestacao-do-servico-publico-de-distribuicao-de-energia-eletrica-revoga-as-resolucoes-normativas-aneel-n-414-de-9-de-setembro-de-2010-n-470-de-13-de-dezembro-de-2011-n-901-de-8-de-dezembro-de-2020-e-da-outras-providencias>
- Alessandro Volta. (1927). *The Scientific Monthly*, 25(2), 189-191.
- Augustynski, J., Dalard, F., & Machat, J. Y. (1972). Nouveau type de piles Leclanché. *Journal of Applied Electrochemistry*, 2(2), 91-96. <https://doi.org/10.1007/BF00609124>
- Bayod-Rújula, Á. A., & Tejero-Gómez, J. A. (2022). Analysis of the Hybridization of PV Plants with a BESS for Annual Constant Power Operation. *Energies*, 15(23), 9063.
<https://doi.org/10.3390/en15239063>
- BBC. (2017). El enigma sin resolver de las “pilas de Bagdad”. BBC News Mundo.
<https://www.bbc.com/mundo/noticias-39558387>
- Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción. (2025). CMIC - Marco normativo para almacenamiento de energía en México.
<https://www.cmic.org.mx/sectores/electrica/noticmic.cfm?seleccion=1537>

Cenário Energia. (2025a, agosto 27). BESS Se Consolida Como Solução Estratégica Para Integrar Renováveis E Garantir Segurança Energética.

<https://cenarioenergia.com.br/2025/08/27/bess-se-consolida-como-solucao-estrategica-para-integrar-renovaveis-e-garantir-seguranca-energetica/>

Cenário Energia. (2025b, noviembre 12). Baterias: A Chave Para A Flexibilidade E Segurança Do Setor Elétrico. <https://cenarioenergia.com.br/2025/11/12/baterias-a-chave-para-a-flexibilidade-e-seguranca-do-setor-eletrico/>

Cole, W., & Karmakar, A. (2023). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. *Renewable Energy*.

Cole, W., Ramasamy, V., & Turan, M. (2025). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update. *Renewable Energy*.

Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014—Gestor Normativo.

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

Corominas Viñas, J., & Caamaño Ros, A. (2022). De la pila Bagdad a una pila con un sacapuntas y una mina de lápiz, pasando por la pila Daniell y la pila de Volta. *Anales de Química de la RSEQ*, 118(2), 96-96.

CREG. (s. f.). Resoluciones. Recuperado 10 de marzo de 2026, de

<https://creg.gov.co/loader.php?IServicio=Documentos&IFuncion=infoCategoriaConsumo&tipo=RE>

Cummins Inc. (2024, agosto 15). Tipos de aplicaciones para BESS y las ventajas de incorporar BESS en sus soluciones. Cummins Inc. <https://www.cummins.com/es-na/news/2024/08/15/types-applications-bess-and-benefits-incorporating-bess-your-solutions>

- EcoStruxure. (2024). SAIFI / SAIDI Report. https://product-help.schneider-electric.com/EcoStruxure/Power-Monitoring-Expert-2024/content/6_operating/webapps/reports/powerquality/saifi-saidi.htm
- Enel Group. (s. f.). Flow battery storage systems. Recuperado 6 de marzo de 2026, de <https://www.enel.com/learning-hub/storage/flow-battery>
- Enel Group. (2025a). Almacenamiento de energía: BESS Termozipa de Enel | Enel. <https://enel.com.co/content/enel-co/es/megamenu/historias/archive/2022/03/almacenamiento-de-energia-en-bess-termozipa.html>
- Enel Group. (2025b, junio 25). BESS: Una red más flexible para una transición más sólida. <https://www.enel.com/es/nuestra-compania/historias/articles/2025/06/bess-plants-sistema-flexible>
- ESMAP. (2022). Regulatory Indicators for Sustainable Energy (RISE) 2022: Battery Storage. <https://rise.esmap.org/sites/default/files/reports/2022/RISE%202022%20Report%20Building%20Resilience.pdf>
- European Union. (2019). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). (2018). Order No. 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Washington DC. https://media.crai.com/wp-content/uploads/2020/09/16164527/CRA-Insights-Order-841_-Planning_for_Next_Steps_04_2020.pdf

Fowler, R. J. (1994). *Electricidad principios y aplicaciones*. Reverte.

García Mejías, L. del C. (2018). *Mejora de la integración de energías renovables en un sistema insular mediante la incorporación de baterías: Caso de la red eléctrica Lanzarote-Fuerteventura* [Tesis de Maestría, Universidad de las Palmas de Gran Canaria].
<https://accedacris.ulpgc.es/jspui/handle/10553/41962>

Gassier, G. (1887). Gael gassier (United States Patent No. US373064A).
<https://patents.google.com/patent/US373064A/en>

Gemini. (2026). *Línea de tiempo evolución de las baterías* [Generative AI chat]. Gemini.
<https://gemini.google.com/app/837e45e4cd672a5d?hl=es>

Gobierno de Argentina. (2018). *RenovAr*. En Argentina.gob.ar.
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>

Gobierno de Chile. (2025). *Se inaugura el sistema de almacenamiento de energía en base a baterías más grande de Latinoamérica*—Gob.cl. Gobierno de Chile.
<https://www.gob.cl/noticias/inauguran-sistema-almacenamiento-energia-en-base-baterias-mas-grande-latinoamerica/>

Goodenough, J. B., & Park, K.-S. (2013). The Li-Ion Rechargeable Battery: A Perspective. *Journal of the American Chemical Society*, 135(4), 1167-1176.
<https://doi.org/10.1021/ja3091438>

Greensolver. (s. f.). *Notre expertise sur la technologie Stockage*. Greensolver. Recuperado 13 de marzo de 2026, de <https://greensolver.net/fr/stockage/>

Gutsch, M., & Leker, J. (2022). Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review. *Journal of Energy Storage*, 52, 105030.
<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105030>

Han, X., Li, Y., Nie, L., Huang, X., Deng, Y., Yan, J., Kourkoumpas, D.-S., & Karellas, S.

(2023a). Comparative life cycle greenhouse gas emissions assessment of battery energy storage technologies for grid applications. *Journal of Cleaner Production*, 392, 136251. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136251>

Han, X., Li, Y., Nie, L., Huang, X., Deng, Y., Yan, J., Kourkoumpas, D.-S., & Karellas, S.

(2023b). Comparative life cycle greenhouse gas emissions assessment of battery energy storage technologies for grid applications. *Journal of Cleaner Production*, 392, 136251. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136251>

Hesse, H. C., Schimpe, M., Kucevic, D., & Jossen, A. (2017). Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. *Energies*, 10(12), 2107.

<https://doi.org/10.3390/en10122107>

Industronic. (s. f.). BESS para fábricas: Optimización energética y reducción de costos.

Recuperado 13 de marzo de 2026, de <https://grupoindustronic.com/bess-para-fabricas/>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2011). 2030-2011—IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads.

<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2011.6018239>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2012). 979-2012—IEEE Guide for Substation Fire Protection. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6365301>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2015). IEEE Std 2030.2-2015—IEEE Guide for the Interoperability of Energy Storage Systems Integrated with the Electric Power Infrastructure. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2015.7140715>

- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018a). 1547-2018—IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018b). IEEE 1547-2018—IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. En IEEE Standards Association. <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2019). 2030.2.1-2019—IEEE Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems. IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8930450>
- International Electrotechnical Commission. (2018a). IEC 62933-1:2018 Electrical energy storage (EES) systems—Part 1: Vocabulary. <https://webstore.iec.ch/en/publication/31555>
- International Electrotechnical Commission. (2018b). IEC 62933-1:2018 Electrical energy storage (EES) systems—Part 1: Vocabulary. <https://webstore.iec.ch/en/publication/31555>
- International Electrotechnical Commission. (2020). IEC 63056:2020 Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes—Safety requirements for secondary lithium cells and batteries for use in electrical energy storage systems. <https://webstore.iec.ch/en/publication/29224>
- International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 61936-1:2021 CMV Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC - Part 1: AC. <https://webstore.iec.ch/en/publication/69750>

International Electrotechnical Commission. (2022a). IEC 60255-1:2022 Measuring relays and protection equipment—Part 1: Common requirements.

<https://webstore.iec.ch/en/publication/59762>

International Electrotechnical Commission. (2022b). IEC 62477-1:2022 Safety requirements for power electronic converter systems and equipment—Part 1: General.

<https://webstore.iec.ch/en/publication/28936>

International Electrotechnical Commission. (2022c). IEC 62619:2022 Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes—Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications.

<https://webstore.iec.ch/en/publication/76174>

International Electrotechnical Commission. (2025a). IEC 62933-4-3:2025 Electrical energy storage (EES) systems—Part 4-3: Protection requirements of battery-based energy storage systems (BESS) according to environmental conditions.

<https://webstore.iec.ch/en/publication/66373>

International Electrotechnical Commission. (2025b). IEC 62933-5-2:2025 CMV Electrical energy storage (EES) systems—Part 5-2: Safety requirements for grid-integrated EES systems—Electrochemical-based systems. <https://webstore.iec.ch/en/publication/110836>

International Electrotechnical Commission. (2026a). IEC 60947:2026 SER Low-voltage switchgear and controlgear—ALL PARTS. <https://webstore.iec.ch/en/publication/62425>

International Electrotechnical Commission. (2026b). IEC 61850:2026 SER Communication networks and systems for power utility automation—ALL PARTS.

<https://webstore.iec.ch/en/publication/6028>

IRENA. (2019, septiembre 1). Utility-scale batteries.

<https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Utility-scale-batteries>

IRENA. (2021). Renewable Energy Prospects for Latin America and the Caribbean.

<https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_R06_LAC.pdf

Irena. (2025). RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2024. <https://www.irena.org/>

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.](/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf#page=1.00&gsr=0)

<pdf#page=1.00&gsr=0>

Kabeyi, M. J. B., & Olanrewaju, O. A. (2024). Types of Grid Scale Energy Storage Batteries. En

L. Chen (Ed.), *Advances in Clean Energy Systems and Technologies* (pp. 181-203).

Springer Nature Switzerland. https://doi.org/10.1007/978-3-031-49787-2_18

Kebede, A. A., Kalogiannis, T., Van Mierlo, J., & Bercibar, M. (2022). A comprehensive review

of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid

integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159, 112213.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112213>

Lifeder. (2020). Celda galvánica: Partes, como funciona, aplicaciones, ejemplos. Lifeder.

<https://www.lifeder.com/celda-galvanica/>

Lightsource bp. (2025, octubre 29). Almacenamiento de energía.

<https://lightsourcebp.com/es/almacenamiento-de-energia/>

Mateo, V. M., & Sánchez, E. G. (2016). ¿Qué debemos conocer de las pilas y las baterías?

Tecnología y desarrollo, 14. https://revistas.uax.com/index.php/tec_des/article/view/1160

Ministerio de Energía de Chile. (2022, noviembre). Ley 21.505 de 2022: Ley de

Almacenamiento de Energía. En [Www.bcn.cl/leychile](http://www.bcn.cl/leychile). <https://www.bcn.cl/leychile>

Ministerio de minas y Energía de Colombia. (2013). Resolución 90708 de 2013. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

Ministerio de minas y Energía de Colombia. (2025a). Catalogo-Tecnologico-Colombiano-tecnologias-generacion-almacenamiento-energia-ES.

<https://minenergia.gov.co/documents/13276/Catalogo-Tecnologico-Colombiano-tecnologias-generacion-almacenamiento-energia-ES.pdf#page=1.00&gsr=0>

Ministerio de minas y Energía de Colombia. (2025b). Gobierno nacional establece la política pública para el uso de sistemas de almacenamiento de energía y fortalecer la confiabilidad eléctrica. Minenergía. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-establece-la-politica-publica-para-el-uso-de-sistemas-de-almacenamiento-de-energia-y-fortalecer-la-confiabilidad-electrica/>

National Fire Protection Association. (2023). NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855>

NFPA. (s. f.). NFPA 855 Standard Development. Recuperado 10 de marzo de 2026, de <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855>

Nobel Prize. (2026). Nobel Prize in Chemistry 2019. NobelPrize.Org.

<https://www.nobelprize.org/prizes/chemistry/2019/summary/>

Origotek. (2025). BESS para C&I: Reduzca Costos y Mejore la Confiabilidad del Suministro Eléctrico. Origotek Co., Ltd. <https://www.origotek.com/es/blog/battery-energy-storage-system-boosts-c-and-i-power-reliability>

- Osezua, M., & Tomomewo, O. S. (2025). Advancing grid stability and renewable energy: Policy evolution of battery energy storage systems in China, Japan, and South Korea. *Cleaner Energy Systems*, 12, 100199. <https://doi.org/10.1016/j.cles.2025.100199>
- Price, J. (2025, julio 15). Latin America's Energy Storage Boom: Market & Outlook 2025. Americas Market Intelligence. <https://americasmi.com/insights/latin-america-energy-storage-market-2025/>
- Rodríguez Patarroyo, D. J., Gómez Porras, R. A., & Campos Fajardo, A. F. (2015). Revista Tecnura. *Tecnura*, 19, 51-56. <https://doi.org/10.14483/22487638.9608>
- Sadhukhan, J., & Christensen, M. (2021). An In-Depth Life Cycle Assessment (LCA) of Lithium-Ion Battery for Climate Impact Mitigation Strategies. *Energies*, 14(17), 5555. <https://doi.org/10.3390/en14175555>
- Shaw, V. (2025, junio 4). China inaugura la primera planta de almacenamiento de baterías de iones de sodio del mundo. *pv magazine Mexico*. <https://www.pv-magazine-mexico.com/2025/06/04/china-inaugura-la-primera-planta-de-almacenamiento-de-baterias-de-iones-de-sodio-del-mundo/>
- Steckel, J. C., Hilarie, J., Jakob, M., & Edenhofer, ottmar. (2019). Coal and carbonization in sub-Saharan Africa | EfD - Initiative. <https://www.efdinitiative.org/publications/coal-and-carbonization-sub-saharan-africa>
- The Brattle Group. (2022). PJM CONE 2026/2027 Report. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/library/reports-notice/special-reports/2022/20220422-brattle-final-cone-report.ashx#page=1.00&gsr=0>
- Thomas, J. M. (2012). W.R. Grove and the fuel cell. *Philosophical Magazine*, 92(31), 3757-3765. <https://doi.org/10.1080/14786435.2012.691216>

- Trovò, A. (2020). Battery management system for industrial-scale vanadium redox flow batteries: Features and operation. *Journal of Power Sources*, 465, 228229.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228229>
- Underwriters Laboratories. (2020). UL 9540A Test Method for Battery Energy Storage Systems (BESS). UL Solutions. <https://www.ul.com/services/ul-9540a-test-method>
- Underwriters Laboratories. (2023). ANSI/CAN/UL 9540:2023 Standard for Energy Storage Systems and Equipment. <https://mdcpp.com/doc/standard/ANSICANUL9540-2023.pdf#page=1.00&gsr=0>
- UPME. (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050: La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1366>
- UPME. (2024, noviembre 25). Plan de Indicativo de Expansión de la Generación. UPME. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-la-generacion/>
- Venegas Apablaza, E. R. (2024). Beneficios de instalación de BESS en un autoprodutor [Tesis de Pregrado, Universidad de Chile]. <https://doi.org/10.58011/0jqd-f477>
- Viox. (2024). Guía completa de sistemas de almacenamiento de energía en baterías. <https://viox.com/es/full-guide-to-battery-energy-storage-systems/>
- Whittingham, M. S. (2012). History, Evolution, and Future Status of Energy Storage. *Proceedings of the IEEE*, 100(Special Centennial Issue), 1518-1534.
<https://doi.org/10.1109/JPROC.2012.2190170>
- Yuan, H., Luan, J., Liu, J., & Zhong, C. (2024). Hail to Daniell Cell: From Electrometallurgy to Electrochemical Energy Storage. *Advanced Functional Materials*, 34(33), 2400289.
<https://doi.org/10.1002/adfm.202400289>

Zhang, W., & Wang, S. (2022). Optimal Allocation of BESS in Distribution Network Based on Improved Equilibrium Optimizer. *Frontiers in Energy Research*, 10, 936592.

<https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.936592>

Zuo, M. (2025). MEA & SEA C&I Storage Market Archetypes (2025) | Tedepe Energy. Tedepe Energy. <https://tedepe.com/ci-energy-storage-market-archetypes-a-2025-deep-dive-into-mea-sea/>