

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG

ANÁLISIS DE LA UTILIZACIÓN DE DIFERENTES TIPOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME 2

DOCUMENTO IEB 1037-22-01

REVISIÓN 2



Medellín, diciembre de 2022

Medellín

Cll. 8B No. 65-191 C.E Puerto Seco. OF. 331

+57 (4) 604 32 72  propuestas@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena

USA - Houston | **Perú** - Lima | **Chile** - Santiago | **Guatemala** - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

CONTROL DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento han sido entregadas a:

Nombre	Dependencia	Empresa	Copias
José David Arias		COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG	1
	<u>Servidor</u>	Ingeniería Especializada S.A.	1

Las observaciones que resulten de su revisión y aplicación deben ser informadas a IEB S.A.

CONTROL DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
0	28/10/2022	Emisión Inicial	MCF	JAB	JAB
1	24/11/2022	Comentarios CREG	MCF	JAB	JAB
2	12/12/2022	Comentarios CREG	MCF	JAB	JAB

Participaron en la elaboración de este informe:

Sigla	Nombre
MCF	Miguel Cipolla Ficarra
JAB	Jaime Alberto Blandón

ACRÓNIMOS

BESS: Sistema de almacenamiento de energía eléctrica en baterías (Battery Energy Storage System)

BMS: Sistema de gestión de l baterías (Battery Management System)

CAES: Almacenamiento de energía por aire comprimido (Compressed Air Energy Storage)

CAPEX: Gastos de capital (Capital Expenditure)

CES: Almacenamiento de energía criogénica (Cryogenic Energy Storage)

EES: Sistema de almacenamiento de energía eléctrica (Electrical Energy Storage Systems)

EFR: Recuperación de Frecuencia Mejorada (Enhanced Frequency Response)

FES: Almacenamiento de energía en volantes de inercia (Flywheel Energy Storage)

FFR: Reserva de frecuencia rápida-inercia sintética (Fast Frequency Reserve)

FRNC: fuentes renovables no convencionales - NCRE (non-conventional renewable energy)

GES: Almacenamiento de energía basado en la gravedad (Gravity Energy Storage)

HES: Almacenamiento de energía de hidrógeno (Hydrogen Energy Storage)

IFB: Baterías de flujo de hierro (Iron Flow Battery)

LAES: Almacenamiento de energía en aire líquido (Liquid Air Energy Storage)

LCES: Costo nivelado de energía (Levelized Cost of Energy)

LCoS: Costo nivelado de almacenamiento (Levelized Cost of Storage)

LIB: Batería de iones de litio (Lithium ion battery)

Li-ion: Iones de litio

OPEX: Gastos de operaciones y mantenimiento (OPerational Expenditure)

PCC: Punto de acoplamiento común (Point of Common Coupling)

PCH: Pequeña central hidroeléctrica

PCS: Convertidor de potencia (Power Converter Sub-system)

PHES: Almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (Pumped Hydro Energy Storage)

RFB: Baterías de flujo redox (Redox Flow Battery)

SMES: Almacenamiento de energía magnética superconductora (Superconducting Magnetic Energy Storage)

SNG: Gas natural sintético (Synthetic Natural Gas)

TES: Almacenamiento de energía térmica (Thermal Energy Storage)

VLP: Líneas eléctricas virtuales (Virtual Power Lines)

VRFB: Baterías de flujo redox de vanadio (Vanadium Redox Flow Batteries)

Medellín

Cll. 8B No. 65-191 C.E Puerto Seco. OF. 331

+57 (4) 604 32 72 propuestas@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

1. RESUMEN EJECUTIVO

La comisión de regulación de energía y gas CREG planea el proyecto de regulación para los sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Con fines de lograr lo anterior, este informe analiza las diferentes alternativas y manejos de los sistemas de almacenamientos de energía en un contexto global que se vienen implementando y se proyectan en paralelo a la evolución de los mercados de energía en los diferentes países.

Actualmente los sistemas de almacenamientos se dividen en las siguientes categorías: Mecánica, Electroquímica, Química, Eléctrica y Térmica. De estos tipos de sistemas se dividen respectivas tecnologías con características técnicas propias que limitan el rango de aplicaciones que se les pueda dar. Sin embargo, la creciente participación de energías renovables en el mundo ha generado un impacto positivo en el desarrollo de estos sistemas, aumentando su eficiencia y potenciando su respectiva participación en los mercados de energía. Para cada tipo de tecnología de almacenamiento se realizó una explicación de su funcionamiento técnico, sus ventajas y desventajas frente a un sistema eléctrico.

El campo de aplicación depende, en general, de los materiales y elementos dentro del mecanismo del sistema de almacenamiento, estas condiciones implican una respuesta en términos de capacidad expresada en MW sobre un determinado tiempo efectivo de respuesta expresado en Horas. Debido a lo anterior, cada tipo de sistema de almacenamiento en consecuencia a su tecnología y disposición técnica se puede segmentar en ciertos tipos de aplicaciones y usos como se detalla gráficamente en este informe.

TABLA DE CONTENIDO

ACRÓNIMOS.....	3
1. RESUMEN EJECUTIVO.....	4
2. INTRODUCCIÓN.....	10
3. EVOLUCIÓN DE LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA: GRID FORMING VS GRID FOLLOWING	12
4. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	14
4.1. CATEGORÍAS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	23
4.1.1. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MECÁNICA.....	24
4.1.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELECTROQUÍMICA.....	31
4.1.3. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA QUÍMICA	35
4.1.4. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	38
4.1.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA	40
4.2. SERVICIOS Y TIPOS DE TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO	43
4.2.1. Sistemas de almacenamiento para aplicaciones intensivas en potencia y en energía	45
4.3. CASOS DE ÉXITO NACIONALES E INTERNACIONALES DE INSTALACIONES DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	50
4.3.1. Aplicación del BESS con FRNC para cubrir picos de demanda.....	50
4.3.2. Aplicación del BESS como uso intensivo de energía	51
4.3.3. Aplicación del BESS como uso intensivo de potencia.....	52
4.3.4. Aplicación del BESS como líneas de transmisión virtual - DE.....	53
4.3.5. Aplicación del BESS como líneas de transmisión virtual - FR.....	53
4.3.6. Aplicación del BESS como refuerzo de la red de transmisión.....	54
4.3.7. Aplicación del BESS para la gestión de restricciones	55
4.3.8. Aplicación del BESS como presa virtual	56
4.3.9. Aplicación del BESS para estabilizar la red con regulación de frecuencia y tensión	56
4.3.10. Aplicación de FB con FRNC.....	57
4.3.11. Aplicación de FB para el almacenamiento de larga duración	57
4.3.12. Aplicación de FB para el almacenamiento de larga duración	58
4.3.13. Aplicación de FB con FRNC para el almacenamiento de larga duración	59

4.3.14.	Aplicación de VRFB con FRNC para el suavizado de picos con almacenamiento de larga duración	59
4.3.15.	Aplicación del BESS con FRNC para gestionar excesos de producción .	59
4.3.16.	Aplicación del BESS con FRNC para gestionar servicio EFR	60
4.3.17.	Aplicación del BESS con FRNC para proporcionar una mayor estabilidad 61	
4.3.18.	Aplicación del BESS con FRNC para servicios de red	61
4.3.19.	Aplicación del BESS con FRNC para aumentar la estabilidad y gestionar excesos de producción	62
4.3.20.	Aplicación del BESS con FRNC para servicios de regulación de frecuencia 63	
4.3.21.	Aplicación del BESS con FRNC para estabilizar la red	63
4.3.22.	Aplicación del BESS para estabilizar la red.....	64
4.3.23.	Aplicación del BESS para servicios de regulación de frecuencia rápida..	64
4.3.24.	Aplicación del BESS para servicios de regulación de frecuencia	64
4.3.25.	Aplicación del BESS para estabilizar la red con regulación de frecuencia y tensión	65
4.3.26.	Aplicación del BESS para aportar en picos de demanda y servicios de reserva	66
4.3.27.	Aplicación del BESS para estabilizar la red mediante regulación de frecuencia	67
4.3.28.	Aplicación del PHES para estabilizar la red y reducir las emisiones de CO2 67	
4.3.29.	Aplicación del CAES para estabilizar la red y reducir las emisiones de CO2 68	
4.3.30.	Aplicación del TES para aportar durante los picos de demanda.....	69
4.3.31.	Observaciones sobre los casos de uso	69
5.	EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS.....	70
6.	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA VIGENTE	81
6.1.	Eslabones de la energía eléctrica	81
6.1.1.	Alternativas de uso por aplicación en generación	83
6.1.2.	Alternativas de uso por aplicación en Transmisión	84
6.1.3.	Alternativas de uso por aplicación en Distribución	85
6.1.4.	Alternativas de uso por aplicación en comercialización	85

7. Modernización del MEM	87
7.1. Sistemas de almacenamiento en el mercado intradiario.	87
7.2. Sistemas de almacenamiento y servicios complementarios.....	88
8. RECOMENDACIONES.....	88
8.1. Recomendación sobre viabilidad de los SAE en el Mercado De Energía Mayorista	89
9. REFERENCIAS	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Elevada participación de las energías renovables, solar y eólica, en la generación total del 29% a casi el 90% en 2050. (Fuente: IEA)	11
Figura 2. Previsión de las instalaciones de almacenamiento de energía delante y detrás del medidor de energía eléctrica. (Fuente: Bloomberg NEF)	15
Figura 3. Previsión de las instalaciones de almacenamiento de energía en todo el mundo. (Fuente: Bloomberg NEF)	15
Figura 4. Clasificación de los sistemas de almacenamiento en función a la posición su instalación (Delante o detrás del medidor de energía eléctrica).	16
Figura 5. Tendencias del almacenamiento hasta el 2050 en los EE. UU. (Fuente: NREL).....	17
Figura 6. Estados Unidos ha instalado 2,6 GWh de almacenamiento de energía a escala de red en el segundo trimestre del presente año. (Fuente: Wood Mackenzie)	18
Figura 7. Fuente de producción de electricidad por combustible. (Fuente: IEA).....	18
Figura 8. Comportamiento generación desde fuentes renovables y fuentes tradicionales (Fuente: IEA)	19
Figura 9. Fuente de producción de electricidad por combustible 2020 (Fuente: Siel).....	19
Figura 10. Proyección de la capacidad para el año 2030. (Fuente: Ser Colombia)	20
Figura 11. Proyección de la capacidad para el año 2040. (Fuente: Ser Colombia)	20
Figura 12. Proyección de la capacidad para el año 2045. (Fuente: Ser Colombia)	21
Figura 13. Proyección de la capacidad para el año 2050. (Fuente: Ser Colombia)	21
Figura 14. Clasificación de los EESS según la forma de energía utilizada (Fuente: IEC modificada)	24
Figura 15. Sistema de Bombeo en el embalse de Gouvães, complejo de Tâmega de 1158 MW (Portugal).....	25
Figura 16. Sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido de 100 MW en Zhangjiakou (China).....	27
Figura 17. Proyecto de 50 MW con 10 horas de autonomía Highview Enlase (Chile)	29
Figura 18. Proyecto de 20 MW de capacidad en Rhode (Reino Unido)	30
Figura 19. Proyecto de 100MWh en la provincia de Jiangsu (China)	31
Figura 20. Proyecto con baterías de plomo-acido en Lyon Station, Pennsylvania para la regulación de la frecuencia.	33
Figura 21. Proyecto de respaldo en Australia con 1,4GWh de capacidad.	34
Figura 22. Proyecto batería de flujo de vanadio en un contenedor.....	35

Figura 23. Prototipo ha conseguido producir hidrógeno verde usando un aerogenerador.	37
Figura 24. Proyecto Reactive Technologies en Inglaterra.	39
Figura 25. Proyecto SMES en construcción.	40
Figura 26. Planta Termosol de 50 MW con 9 horas de almacenamiento térmico en sales fundidas (España).	42
Figura 27. Representación gráfica indicativa del utilizzo de las distintas tecnologías en función de su tiempo de descarga y de la potencia de la instalación (Fuente: Elaboración propia).	44
Figura 28. Servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el sistema eléctrico de potencia. (Fuente: Real Academia de Ingeniería)	46
Figura 29. Sistemas de almacenamiento en aplicaciones de potencia y de energía (Fuente: IEEE)	47
Figura 30. Variación de costo de un sistema de almacenamiento de energía de 4 horas de duración con celdas de batería LFP adaptado por los precios de la materia prima.	71
Figura 31. Precios del sistema de baterías de iones de litio residenciales detrás del medidor en Alemania, Australia, Francia, Italia y el Reino Unido, desde el 2014 hasta el primer trimestre de 2022. (Fuente: IRENA and EUPD Research GmbH y Solar Choice).	72
Figura 32. Detalles del costo \$/kW para un sistema de almacenamiento a escala de servicios públicos de 60 MW / 240 MWh en el 2021.	74
Figura 33. Proyecciones de los valores para un sistema de almacenamiento BESS para 4h (Fuente: NREL).	75
Figura 34. Proyecciones de los costos del BESS a escala de servicios públicos, sobre una base de \$/kWh (izquierda) y una base de \$/kW (derecha).	76
Figura 35. Costos de almacenamiento a escala de servicios públicos de EE. UU para el 2021 para duraciones desde 2 hasta 10 horas para una instalación de 60 MW DC en \$/kWh	77
Figura 36. Costos de almacenamiento a escala de servicios públicos de EE. UU para el 2021 para duraciones desde 2 hasta 10 horas para una instalación de 60 MW DC en \$/kW.	77
Figura 37. Comparación del Capex en \$/kW de los distintos sistemas de almacenamiento propuestos.	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad instalada y porcentaje de renovables sobre la capacidad total. (Fuente: Bloomberg NEF)	11
Tabla 2. Ventajas y desventajas PHES.	25
Tabla 3. Ventajas y desventajas CAES.	26
Tabla 4. Ventajas y desventajas LAES	28
Tabla 5. Ventajas y desventajas FES	30
Tabla 6. Ventajas y desventajas GES.	31
Tabla 7. Ventajas y desventajas BESS (Baterías de plomo-ácido)	32
Tabla 8. Ventajas y desventajas BESS (Baterías de iones de litio)	33

Tabla 9. Ventajas y desventajas FB.....	34
Tabla 10. Ventajas y desventajas HES.....	36
Tabla 11. Ventajas y desventajas SNG.....	38
Tabla 12. Ventajas y desventajas SCs.....	39
Tabla 13. Ventajas y desventajas SMES	40
Tabla 14. Ventajas y desventajas TES	42
Tabla 15. Parámetros característicos indicativos de las distintas tecnologías de almacenamiento (Fuente: ATKearney modificada)	43
Tabla 16. Costos de un sistema de almacenamiento con baterías LFP de iones de litio (10MW, 4 h).....	73
Tabla 17. Costos de un sistema de almacenamiento con baterías NMC de iones de litio (10 MW, 4 h).....	73
Tabla 18. Costos de un sistema de almacenamiento BESS (LFP) (100MW, 10h) (Fuente: PNNL).....	78
Tabla 19. Costos de un sistema de almacenamiento HES (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)	78
Tabla 20. Costos de un sistema de almacenamiento TES (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)	79
Tabla 21. Costos de un sistema de almacenamiento PHES (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)	79
Tabla 22. Comparación de los costos de los distintos sistemas de almacenamiento propuestos (Fuente: PNNL)	80
Tabla 23. Integración vertical entre actividades	82
Tabla 24. Algunos indicadores del MEM.....	89
Tabla 25. Relación entre el valor nivelado de energía de las diferentes tecnologías y el promedio de precio de bolsa enero-diciembre 2022	90
Tabla 26. Relación entre el valor nivelado de energía de las diferentes tecnologías y el precio de razonamiento diciembre 2022	90

2. INTRODUCCIÓN

Colombia, como los principales países del mundo, está avanzando en la descarbonización a través de diferentes estrategias. Desde hace varios años los países se encuentran en las diferentes fases de transición energética, desde las tradicionales fuentes de energías fósiles hacia las fuentes renovables que son consideradas de bajo impacto ambiental. En este entorno, los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica resultan de vital importancia para respaldar dichas tecnologías renovables y transición energética.

La estabilidad de la red y la seguridad del suministro inherentes son criterios importantes para el éxito de la transición energética.

En el escenario previsto de cero emisiones netas de carbono hacia el 2050, los sistemas de almacenamiento tienen una función primordial en los sistemas eléctricos nacionales interconectados proporcionando flexibilidad y estabilidad. Además, permiten la aceleración de las sustituciones o reemplazo de las fuentes de generación tradicional como las centrales con gas natural y carbón, que ocupan hoy el segundo y tercer puesto en la matriz energética de Colombia. El primer puesto lo ocupa la generación hidroeléctrica a gran escala.

Para esta transición de cero emisiones netas de carbono en el 2050, Colombia hará frentes de acción principalmente en los siguientes sectores:

- Reducción de emisiones.
- Eficiencia energética.
- Energías renovables.
- Soluciones naturales.
- Almacenamiento de energía.

En su escenario de cero emisiones netas, las fuentes de energía solar fotovoltaica y la energía eólica se proyectan como grandes generadoras de electricidad, su la capacidad crecerá significativamente mientras las demás fuentes de generación disminuirán como podemos observar en la Figura 1.

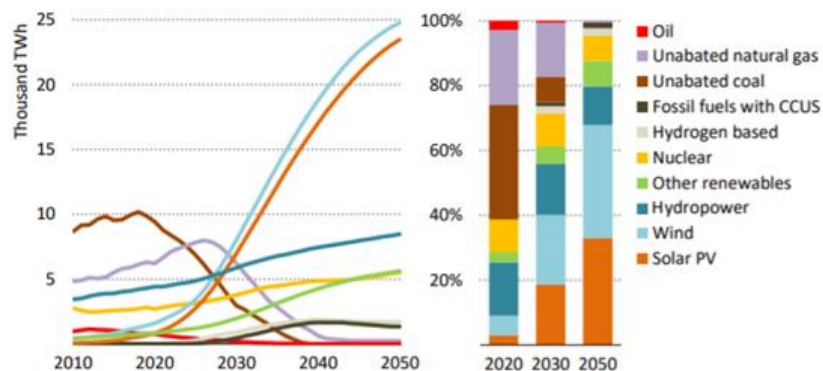


Figura 1. Elevada participación de las energías renovables, solar y eólica, en la generación total del 29% a casi el 90% en 2050. (Fuente: IEA)

El almacenamiento de energía, la electrificación y el hidrógeno verde son algunas de las claves para el futuro energético y la descarbonización. La evolución de las aplicaciones de almacenamiento de energía varía en diferentes áreas del mundo en base a la descarbonización, la descentralización, la democratización, la digitalización y la conectividad. Dichos factores son clave a fin de fomentar la adopción de sistemas de almacenamiento en la red eléctrica.

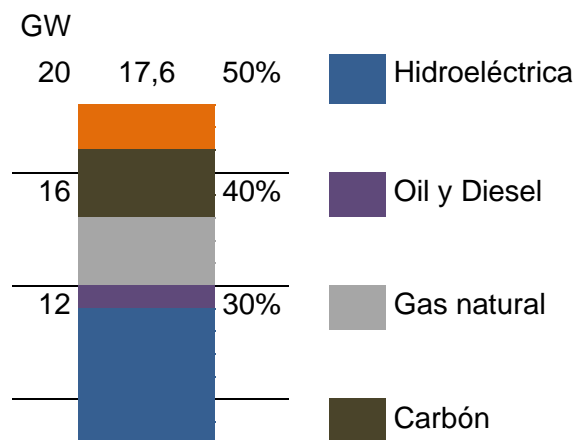
El rol que desempeñan los sistemas de almacenamiento dentro del sistema es muy importante, dado que los recursos renovables, como la irradiación solar y el viento, son intermitentes, por lo que el almacenamiento va a cubrir esa variabilidad.

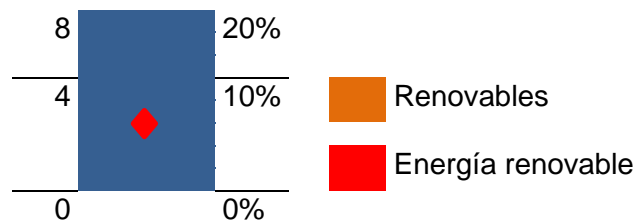
No obstante, es fundamental considerar los cambios del marco normativo y regulatorio nacional para poder agregar y promover estas nuevas tecnologías en el SIN colombiano. Por ello, la tecnología, la regulación y la economía son claves para conseguir los objetivos ambiciosos de una descarbonización o reducción de la utilización de las fuentes de generación tradicionales.

El almacenamiento de energía eléctrica por bombeo y los basados en baterías son métodos tradicionales. El primero método de almacenamiento presenta algunos inconvenientes relacionados con los aspectos ambientales, la seguridad, opinión de los ciudadanos y la necesidad de una planificación de las actividades y obras civiles en varios años. Por otra parte, el segundo método representa una solución de rápido despliegue, en reducido espacio, rentable y de bajas emisiones con el potencial de convertirse en la columna vertebral de los sistemas modernos de energía, resilientes y descarbonizados. Mejorando la estabilidad de la red, aliviando la congestión en las líneas de transmisión y reduciendo la restricción de las energías renovables.

En la siguiente figura observamos la capacidad instalada en Colombia y el porcentaje de renovables sobre la capacidad total.

Tabla 1. Capacidad instalada y porcentaje de renovables sobre la capacidad total. (Fuente: Bloomberg NEF)





El almacenamiento puede proporcionar servicios de red esenciales, como servicios auxiliares, servicios de infraestructura de transmisión, servicios de infraestructura de distribución y servicios de gestión de energía del cliente. Los beneficios de los sistemas de almacenamiento se ven aún afectados por los desafíos de mercado, organismos reguladores y barreras regulatorias.

Debido a la creciente necesidad de servicios de equilibrio de la red y la rápida reducción de los costos tecnológicos, se espera que el mercado de los sistemas de almacenamiento crezca exponencialmente en todas las áreas geográficas en los próximos años.

Recientes estudios internacionales demuestran que, en ausencia de inercia mecánica, las tecnologías basadas en inversores son capaces de estabilizar la red junto con las tecnologías convencionales. En particular, la solución compuesta de sistemas de generación eólica y/o solar con el almacenamiento de energía proporciona una generación altamente despachable y flexible, proporcionando varios tipos de servicios de red.

La continua evolución de los inversores está facilitando la conversión del rol de las energías renovables variables, de simples proveedores de energía a una tecnología que sea despachable, flexible e involucrada en tiempo real en los servicios de la red. Los controladores deberán optimizar y coordinar la salida de los activos renovables mixtos. El controlador recibirá señales y pronósticos del mercado y dirigirá la respuesta de los activos híbridos.

3. EVOLUCIÓN DE LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA: GRID FORMING VS GRID FOLLOWING

Durante la instalación de las primeras plantas fotovoltaicas y parques eólicos, la electrónica de potencia de estas unidades, los inversores, fueron considerados como las principales causas de algunos inconvenientes hacia la red eléctrica, tales como la introducción de armónicos, interferencias e inestabilidad en la red.

Recientemente, una nueva generación de electrónica de potencia se está implementando, en particular modo en los sistemas de almacenamiento. La literatura técnica y las normas internacionales definen a los inversores en los sistemas de almacenamiento como sistemas de conversión de potencia, “Power Converter Sub-system” (PCS). Estos PCS, con la implementación del nuevo algoritmo de formación de red proporcionan funciones adicionales para evitar los problemas citados anteriormente.

La electrónica de potencia, en los sistemas de almacenamiento con el algoritmo de modo de control de tensión o formación de red, pueden establecer y mantener la tensión y la frecuencia de red sin el apoyo externo de máquinas síncronas. Estos modernos inversores o PCS que forman la red pueden contribuir además al arranque en negro con capacidades de potencia reactiva importantes en comparación con los generadores síncronos convencionales.

Las principales diferencias entre el seguimiento de red (electrónica de potencia tradicional) y el formador de red (electrónica de potencia de nueva generación) son:

- Modo de seguimiento de red “Grid Following”: los inversores seguidores de red tradicionales se definen, desde un punto de vista eléctrico, como fuentes de corriente controlada conectadas en paralelo con alta impedancia. Están diseñados principalmente para entregar energía a la red energizada y son adecuados para operar en paralelo con otros generadores conectados a la red. El inversor o PCS busca el ángulo del voltaje de la red para controlar su salida, sincronizándose con la red, siguiéndola, para así poder generar sobre ella la energía producida. Los inversores están programados para seguir y responder a la frecuencia de las máquinas rotatorias, que históricamente ocupan la mayor proporción de generación en las matrices energéticas de cada país. Con esta modalidad de funcionamiento, si se produce una falla, la tensión desciende por lo cual los inversores se desconectarán de la red. Los inversores volverán a conectarse a la red solo después que la generación convencional haya restablecida y estabilizado la tensión y frecuencia del sistema.
- Modo de formación de red “Grid Forming”: los inversores de formación de red se definen como fuentes de voltaje ideales con una baja impedancia de salida, que imponen la amplitud y la frecuencia del voltaje que se formará en el punto de acoplamiento común (PCC). El PCS controla activamente la salida de frecuencia y tensión. Los PCS formadores de red tienen la capacidad de operar de forma aislada, esto significa, que no necesitan estar conectados a la red principal. Se caracterizan por imponer la tensión y la frecuencia, usando un sistema de control a lazo cerrado con las respectivas referencias de la amplitud de la tensión y de la frecuencia. Esta nueva solución introduce una nueva forma de operar los activos en sincronía, mantener la sincronización durante las perturbaciones o cuando una nueva carga entra en línea, sin depender de la sincronización de las máquinas rotatorias. Los sistemas de generación en modo de formación de red se comportan como fuentes de tensión, creando la red y por lo tanto operando de una forma más rígida, similar a la generación convencional basada en generadores eléctricos síncronos. Con esta modalidad de funcionamiento, si se produce una falla, una vez despeja la falla pueden volverse a conectar en fracciones de segundos.

La diferencia fundamental es que, en el modo de formación de red, el sistema de almacenamiento trabaja constantemente para crear y/o mantener la tensión y la frecuencia

estables, mientras que, en el modo de seguimiento de red, el sistema de almacenamiento corregirá la frecuencia de la tensión cuando se desvía de la banda permitida.

Esta nueva generación de electrónica de potencia con modo de control formador de red puede ser capaz de proporcionar al menos las siguientes funcionalidades:

- regulación de frecuencia primaria,
- control de potencia reactiva,
- capacidad de manejo de fallas,
- apoyo durante los cortocircuitos,
- capacidad de inercia virtual,
- capacidad de funcionamiento en isla,
- capacidad de arranque en negro,
- amortiguación de oscilaciones de potencia,
- filtrado y mitigación de armónicos, etc.

Como podemos observar, los sistemas de almacenamiento proporcionan una amplia variedad de servicios hacia la red. Integrando esta nueva generación de inversores generadores de red, la lista de servicios se amplió ulteriormente convirtiendo a los sistemas de almacenamiento como la solución ideal para cada sistema eléctrico.

4. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los sistemas de almacenamiento además de proveer múltiples servicios a los sistemas eléctricos, (arbitraje, regulación de frecuencia, regulación de tensión, etc.), pueden mejorar la eficiencia en los costos y posponer inversiones en la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía al reducir los picos de demanda máxima en las mismas.

La transición energética a través de la utilización de las energías renovables ha creado nuevas oportunidades para el almacenamiento de energía eléctrica. Los sistemas de almacenamientos, con sus distintas tecnologías, son el aliado ideal para estas nuevas fuentes de energía; permitiendo el uso de una mayor cantidad de energía renovable, con la reducción de costos.

Actualmente existen varias tecnologías de sistemas de almacenamiento para almacenar la energía eléctrica en sistemas a escala de servicios públicos (sistemas de almacenamiento delante del medidor de energía eléctrica) o residenciales (sistemas de almacenamiento detrás del medidor de energía eléctrica).

En las siguientes figuras podemos observar una previsión de Bloomberg NEF de las instalaciones de los sistemas de almacenamiento acumulativo de energía en todo el mundo que podrían superar 1000GW, sea delante o detrás del medidor de energía eléctrica y la evolución a nivel global.

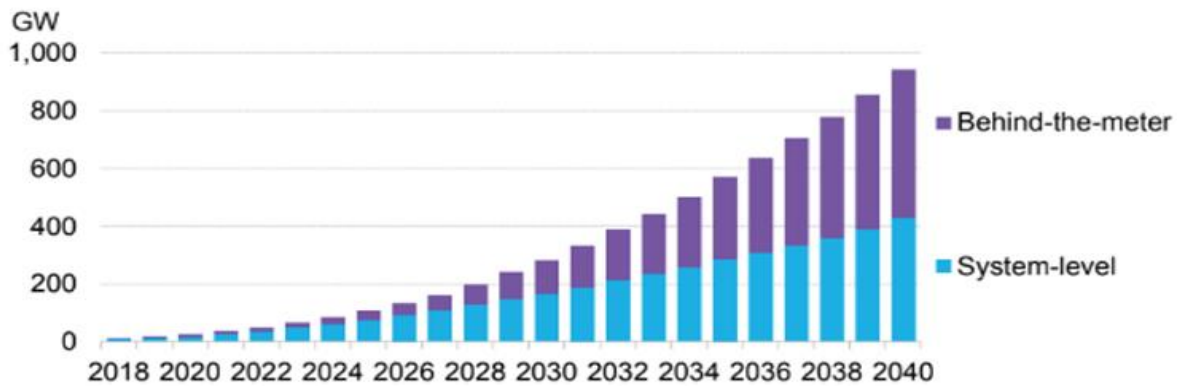


Figura 2. Previsión de las instalaciones de almacenamiento de energía delante y detrás del medidor de energía eléctrica. (Fuente: Bloomberg NEF)

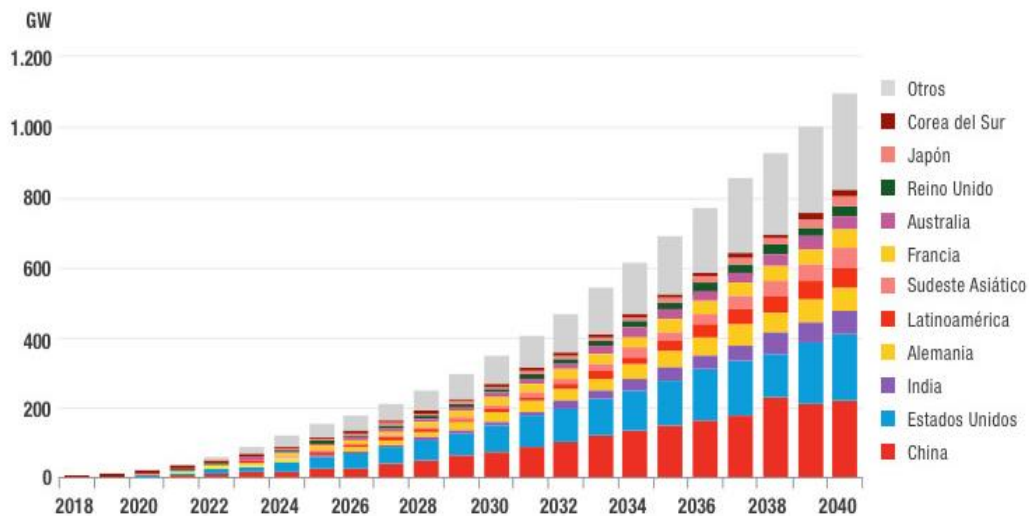


Figura 3. Previsión de las instalaciones de almacenamiento de energía en todo el mundo. (Fuente: Bloomberg NEF)

A continuación, una breve clasificación de los sistemas de almacenamiento en función a su capacidad y uso:

- Almacenamiento a gran escala de generación, delante del medidor de energía eléctrica, con unidades del orden de los GW. Por ejemplo: almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo, almacenamiento de energía térmica, etc.
Aplicaciones típicas: integración de FRNC, servicios de venta de energía al por mayor para ofertar en los mercados de energía, mercados de capacidad y de servicios auxiliares. Almacenamiento estacionario de apoyo a transmisión y/o distribución para descongestionar las líneas y aplazar las inversiones de capital.
- Almacenamiento en redes de distribución/transmisión y en activos de generación, delante del medidor de energía eléctrica, con unidades de

almacenamiento del orden de los MW. Por ejemplo: Almacenamiento electroquímico, condensadores, superconductores y volantes de inercia.

Aplicaciones típicas: sistemas de almacenamiento de energía distribuida gestionados centralmente para proporcionar soporte en la red y servicios auxiliares. Sistemas agregados de compañías de servicios de energía y administrado para proporcionar beneficios del sistema de distribución.

- Almacenamiento a nivel de usuario final o detrás del medidor de energía eléctrica, con unidades de almacenamiento del orden de los kW. Por ejemplo: almacenamiento electroquímico, superconductores, volantes de inercia, etc.



Figura 4. Clasificación de los sistemas de almacenamiento en función a la posición su instalación (Delante o detrás del medidor de energía eléctrica).

NREL ha realizado recientemente un estudio sobre las proyecciones de los sistemas de almacenamiento para el 2050 en EE. UU., analizando seis casos particulares como se observa en la siguiente figura. Un escenario con una duración de 12 horas de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo y otros cinco escenarios desde las 2 horas hasta las 10 horas de almacenamiento con sistemas basados en baterías de iones de litio.

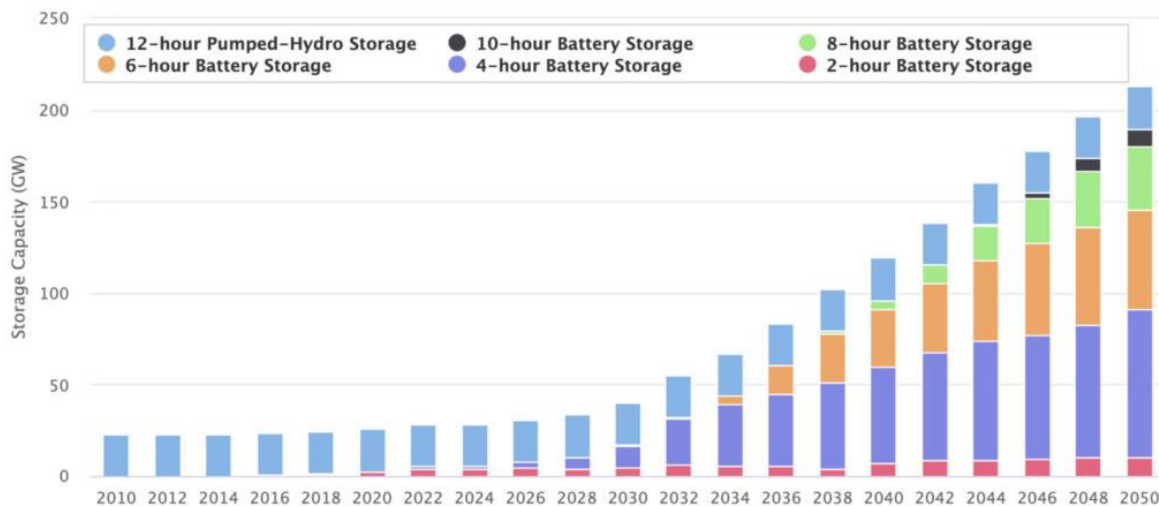


Figura 5. Tendencias del almacenamiento hasta el 2050 en los EE. UU. (Fuente: NREL)

En la figura anterior podemos observar que el despliegue de los sistemas de almacenamiento en baterías en los Estados Unidos aumentará su capacidad de almacenamiento hasta los 200GW (1200GWh) en el 2050, mientras que la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo no aumentará.

Analizando el estudio desarrollado por NREL, podemos concluir que las baterías de iones de litio seguirán teniendo una cuota muy significativa de mercado, aun por varios años debido a sus costos. Actualmente los costos de los componentes del sistema y de la instalación oscilan alrededor de los 200 dólares/kWh. En el futuro, serán consideradas otras tecnologías si sus costos son competitivos con los actuales precios de los sistemas de almacenamiento en baterías y si presentan prestaciones superiores.

Wood Mackenzie presenta un estudio del mercado de almacenamiento de energía a escala de servicios públicos en los Estados Unidos, en el cual se observa el continuo incremento de 2,6GWh de almacenamiento en el segundo trimestre del 2022 distribuidos como se observa en la siguiente figura. Confirmando la continua evolución de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica basados en baterías en uno de los mercados de referencia a nivel mundial en estos últimos meses.

US annual and cumulative market outlook (GWh)

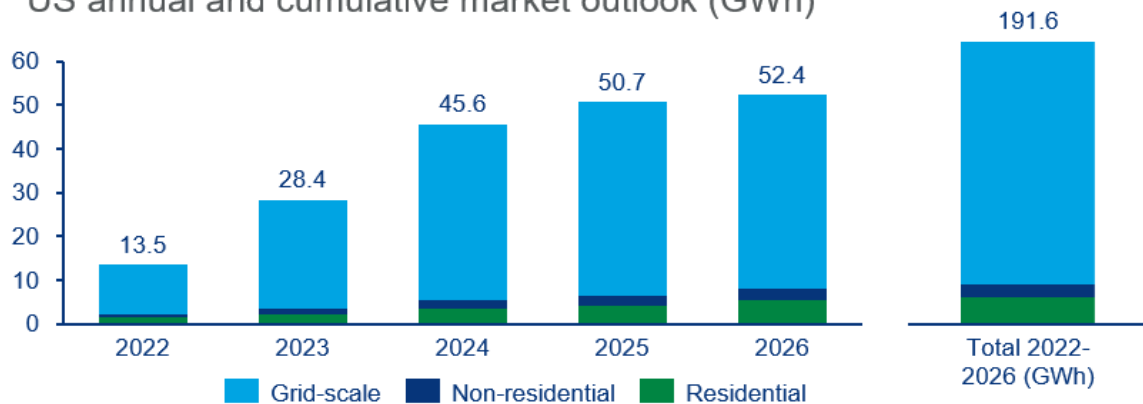


Figura 6. Estados Unidos ha instalado 2,6 GWh de almacenamiento de energía a escala de red en el segundo trimestre del presente año. (Fuente: Wood Mackenzie)

A continuación, se representa la producción de electricidad en Colombia por combustible desde el 2018 al 2020, observando las principales fuentes de generación en el sistema eléctrico nacional interconectado.

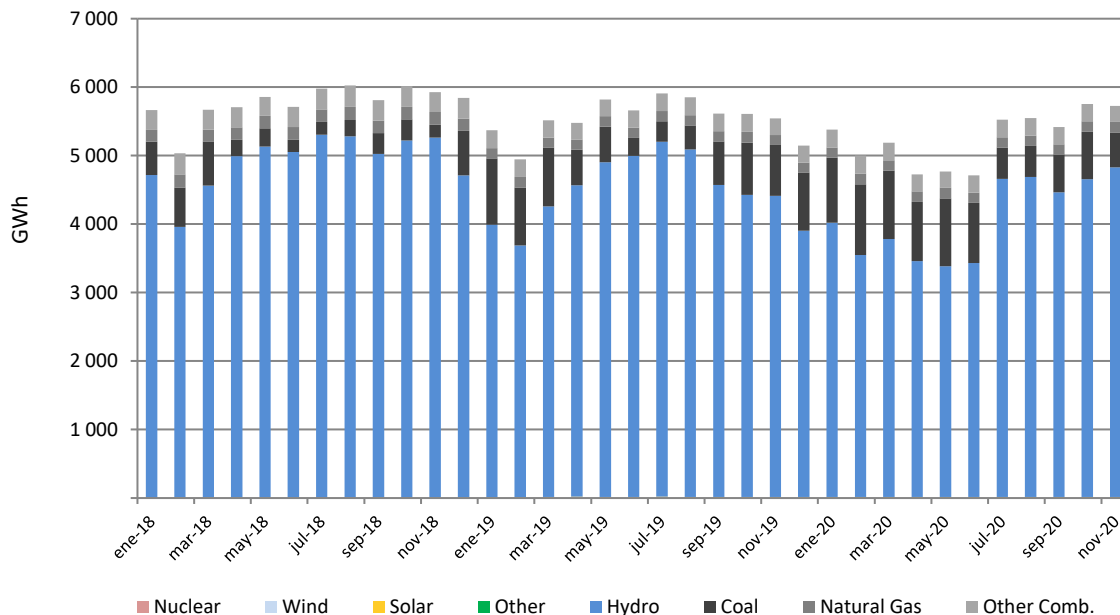


Figura 7. Fuente de producción de electricidad por combustible. (Fuente: IEA)

En la siguiente grafica podemos observar la generación de fuentes renovables y fuentes convencionales.

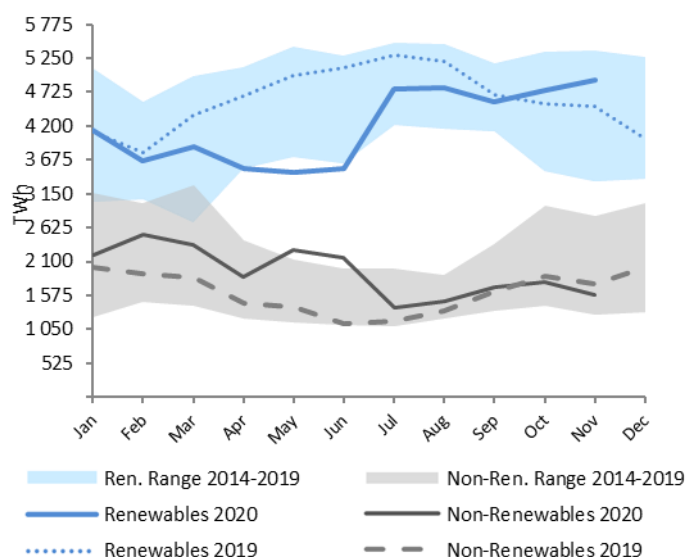


Figura 8. Comportamiento generación desde fuentes renovables y fuentes tradicionales (Fuente: IEA)

Se representa a continuación, la producción de electricidad en Colombia por combustible en el año 2020, observando las principales fuentes de generación en el sistema eléctrico nacional interconectado.

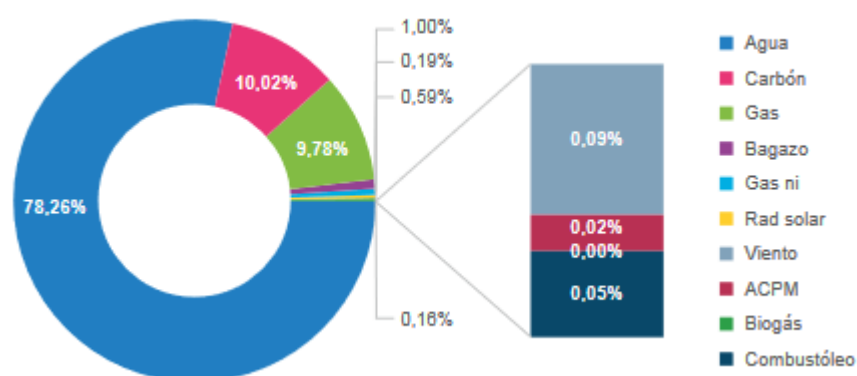


Figura 9. Fuente de producción de electricidad por combustible 2020 (Fuente: Siel)

En las siguientes proyecciones (Fuente: Ser Colombia) se puede observar las previsiones en nuestro país. Como se evidencia, existe una planificación con una significativa

introducción de FRNC en línea las tendencias en los principales países. Es importante observar la reducción de la generación hidroeléctrica en los distintos escenarios (2030, 2040, 2045 y 2050).

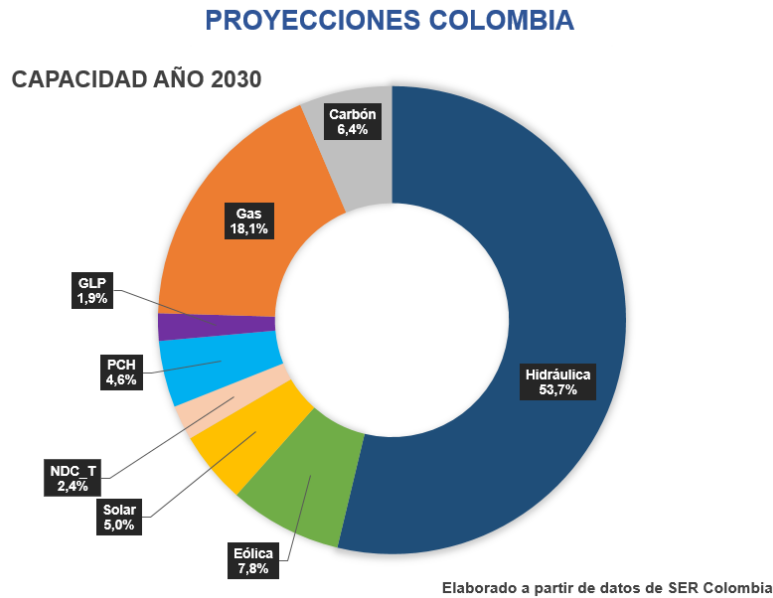


Figura 10. Proyección de la capacidad para el año 2030. (Fuente: Ser Colombia)

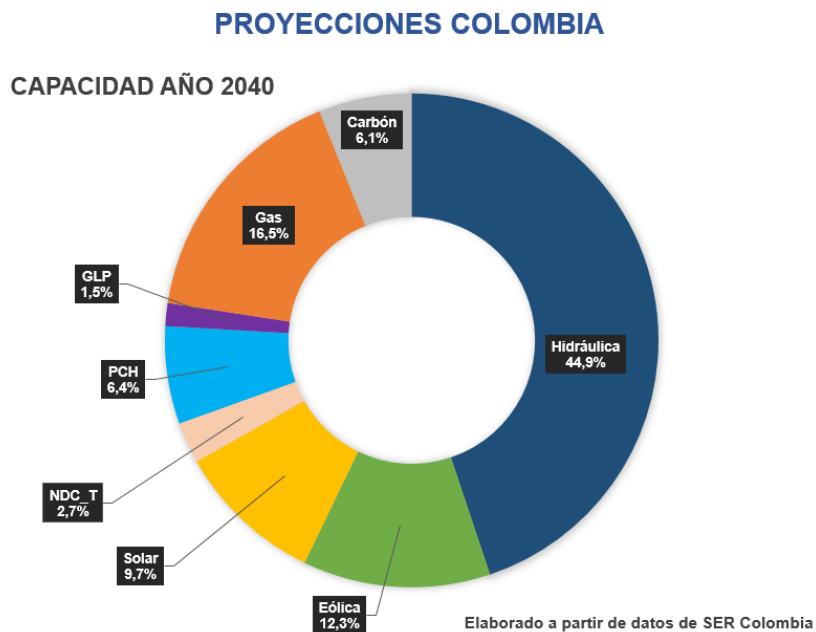


Figura 11. Proyección de la capacidad para el año 2040. (Fuente: Ser Colombia)

PROYECCIONES COLOMBIA

CAPACIDAD AÑO 2045

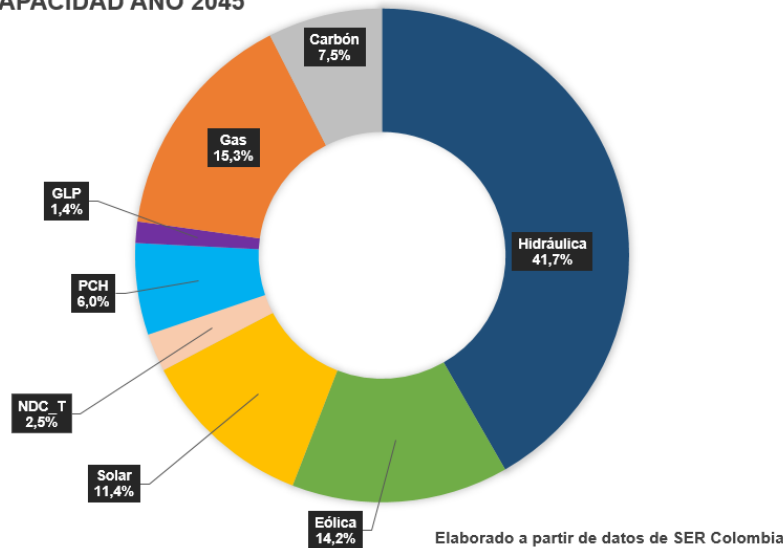


Figura 12. Proyección de la capacidad para el año 2045. (Fuente: Ser Colombia)

PROYECCIONES COLOMBIA

CAPACIDAD AÑO 2050

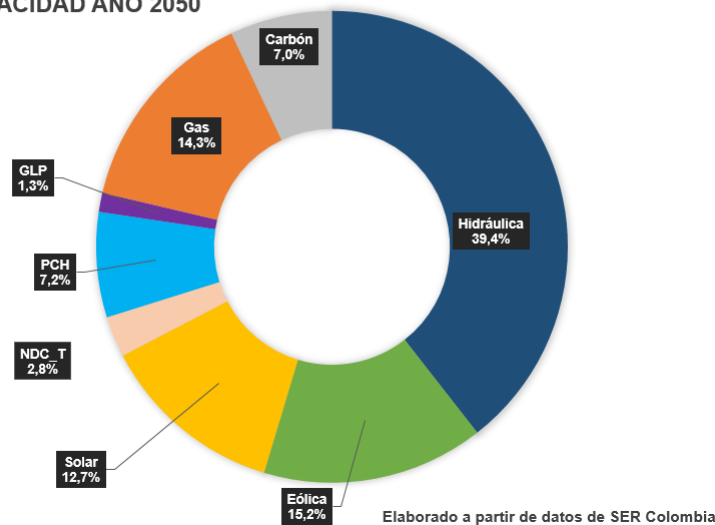


Figura 13. Proyección de la capacidad para el año 2050. (Fuente: Ser Colombia)

Por su parte, Colombia está dando los primeros pasos en la incorporación de las FRNC, desde el 2010 al 2020 las FRNC representan el 0,26% de la matriz, pero ahora ha comenzado una etapa de desarrollo de proyectos significativos para incrementar este porcentaje en los próximos años. En el 2022 se estima un 12% de energías renovables no convencionales instalados en el SIN. En términos de proyectos registrados la UPME relevó

10218 MW entre biomasa, eólico, solar y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs). Otros 9670 MW, que se encuentran en etapa de solicitudes de conexión.

En el 2030 el objetivo es el de llegar a un 15 o 20% de participación mientras que el periodo comprendido entre el 2030 al 2050 es el de alcanzar el 50%.

En el presente estudio serán considerados los sistemas de almacenamiento a escala de servicios públicos. Los sistemas de almacenamiento a escala de servicios públicos se pueden instalar principalmente:

- En la red de transmisión, proporcionando una amplia gama de servicios auxiliares relacionados con la transmisión cuando se conecta al sistema de transmisión. Estos sistemas se pueden utilizar para proporcionar reservas operativas con el objetivo de ayudar la regulación a las variaciones de generación y de demanda, o diferir las actualizaciones del sistema de transmisión en áreas donde el crecimiento de la carga o de la generación está causando una congestión.
- En la red de distribución cerca de los centros de carga, proporcionando los mismos servicios para la transmisión, además de algunos servicios relacionados con la congestión y los problemas de calidad de la energía. Los servicios locales de calidad de energía y una mejor resiliencia durante eventos climáticos extremos también pueden ser proporcionados por los sistemas de almacenamiento a nivel de distribución.
- En las cercanías de la carga con menos problemas de ubicación respecto a los generadores convencionales. El almacenamiento cerca a la carga puede ayudar a posponer las actualizaciones de transmisión y distribución al reducir las pérdidas de transmisión y distribución y aliviar la congestión.

La posición del sistema de almacenamiento tiene un impacto significativo en los servicios que puede ofrecer hacia el sistema eléctrico, por lo tanto, la ubicación ideal del sistema de almacenamiento estará determinada por su principal utilización como previsto.

Las fuentes de energía renovables ubicadas lejos de los centros de carga pueden requerir inversiones de transmisión para llevar la energía a los centros.

La capacidad de transmisión utilizada para transportar la energía de las fuentes de energía renovables puede no ser utilizada durante grandes períodos del año debido a la misma naturaleza fluctuante de estos generadores; por lo tanto mediante la utilización del sistema de almacenamiento, se puede reducir la capacidad de transmisión requerida para integrar los recursos de fuentes renovables almacenando energía durante los períodos de exceso de generación y descargando su capacidad durante los períodos de baja disponibilidad de recursos.

Los factores esenciales para la utilización de los sistemas de almacenamiento de energía son:

- Aplanamiento de la curva de demanda para conseguir una mayor calidad en el suministro y una mayor estabilidad, lo que aumenta su eficiencia energética.

- Integración de las fuentes renovables no convencionales (FRNC), debido a su producción intermitente y de difícil previsión se necesita almacenar esa energía descompensada con la demanda.

El almacenamiento de energía eléctrica en realidad se refiere a un conjunto de diferentes tecnologías que casi siempre se basan en la conversión de la energía eléctrica en otra forma de energía que se puede almacenar más fácilmente.

Actualmente, solo dos tecnologías tienen la posibilidad de almacenar directamente la electricidad: los capacitores que almacenan carga eléctrica estática y los superconductores que almacenan energía magnética en una bobina eléctrica.

A continuación, se muestra una breve clasificación de las categorías de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, “Electrical Energy Storage Systems (EESS)”, mayormente utilizada en ámbito internacional. El comité internacional que se ocupa de los sistemas de almacenamiento independientemente de la tecnología de almacenamiento es el TC 120 de la IEC. Actualmente existen 5 grupos de trabajo que están desarrollando las normas pertinentes a los sistemas de almacenamiento.

4.1. CATEGORÍAS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se muestra una breve clasificación de las categorías de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, “Electrical Energy Storage Systems (EESS)”, mayormente utilizada en ámbito internacional. Serán listadas con los acrónimos en inglés dado la gran difusión en los últimos años en toda la literatura técnica y científica.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MECÁNICA	TÉRMICA	QUÍMICA	ELECTROQUÍMICA	ELÉCTRICA
Bombeo Hidráulico PHES	Térmico sensible Térmico latente Termoquímico TES	Hidrógeno HES	Baterías secundarias tipo PB – LIB – etc.	Supercondensadores SCs
Aire Comprimido CAES		Gas Natural Sintético SNG	Baterías secundarias tipo RFB – VRFB – IFB – etc.	Superconductores SMES
Aire Líquido LAES				
Volantes de Inercia FES				
Gravitacional GES				

Figura 14. Clasificación de los EESS según la forma de energía utilizada (Fuente: IEC modificada)

4.1.1. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MECÁNICA

Los sistemas de almacenamiento mediante la energía mecánica se caracterizan por convertir la energía eléctrica en energía mecánica para realizar el almacenamiento, involucrando cambios en la energía potencial y/o cambios en la energía cinética del sistema. Este tipo de almacenamiento incluye las principales tecnologías: hidráulica de bombeo, aire comprimido, aire líquido, volante de inercia y gravitacional

4.1.1.1. Almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHES)

El almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo, “Pumped Hydro Energy Storage” (PHES), ha dominado el almacenamiento de energía durante más de un siglo, proporcionando estabilidad al sistema eléctrico y generando grandes cantidades de energía limpia con tiempos de respuesta inferiores a otras soluciones.

Esta tecnología actualmente proporciona la mayor cantidad de capacidad de almacenamiento de energía a nivel mundial. Las plantas de PHES suelen ser las más grandes, con capacidad de generación de 3 GW o superiores.

Estas instalaciones permiten una mejor eficiencia económica al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior. Constituye en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

La tecnología de la central hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos depósitos, presas o embalses de agua separados en altura. El agua del depósito/embalse superior se utiliza para generar electricidad a medida que cae al depósito inferior, mientras que la energía se almacena bombeando agua desde el depósito inferior al superior. Durante los períodos de menor actividad, un motor eléctrico impulsa una bomba o turbina de bombeo, que bombea agua desde un depósito inferior a un depósito de almacenamiento superior. Cuando se necesita electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico, el agua se dirige hacia abajo a través de las turbinas.

Hay dos tipos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

- Centrales de circuito cerrado o bombeo puro: en este caso es necesario bombear previamente el agua desde el embalse inferior hasta al superior, para posteriormente producir energía eléctrica y compensar las pérdidas por evaporación o infiltrado.
- Centrales de circuito abierto o bombeo mixto: en estas centrales se puede producir energía eléctrica con o sin bombeo previo. Cuando hay excedentes de agua la central funcionará como una central convencional, teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante bombeo desde la presa inferior a la superior.

Una planta de almacenamiento por bombeo se puede poner en funcionamiento en segundos. Sus instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la

explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en un depósito.

Tabla 2. Ventajas y desventajas PHES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento masivo de larga duración. Tecnología madura. Eficiencia de almacenamiento de energía en torno al 75%. Larga vida útil de la instalación. Requiere bajo mantenimiento. No contaminante, no produce gases ni emisiones tóxicas. Es una energía renovable. 	<ul style="list-style-type: none"> Gran impacto medioambiental por la construcción de las presas/embalses. Larga y problemática fase de permisos para su aprobación. Elevada inversión inicial. Elevado coste de la instalación hidráulica, equipos hidráulicos, eléctricos y tuberías/cañerías. Tiempos significativos para su planificación y construcción. Dificultad de emplazamiento, depende de la geografía con fuertes limitaciones geográficas. Desnivel superior a los 100m entre ambas presas. Ubicadas en lugares aislados, lo que implica un elevado coste en redes de transporte y distribución. Fuente no segura en casos de temporadas de sequía.



Figura 15. Sistema de Bombeo en el embalse de Gouvães, complejo de Tâmega de 1158 MW (Portugal)

4.1.1.2. Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES)

El almacenamiento de energía con aire comprimido, “Compressed Air Energy Storage (CAES)”, es una tecnología de almacenamiento de energía basada en la turbina de gas.

Esta tecnología comparte algunas características con la PHES. Es una tecnología madura, comercialmente viable, puede proporcionar un almacenamiento de energía significativo a un costo relativamente bajo y también tiene limitaciones de tipo topográficas.

El almacenamiento se realiza comprimiendo el aire durante las horas de baja demanda de energía eléctrica.

Es un sistema de almacenamiento en el que sus instalaciones cuentan con un motor reversible que almacena el aire a altas presiones, aire presurizado, en depósitos subterráneos. Una de las mayores limitaciones que presenta el almacenamiento del aire comprimido es el del gran volumen que requiere la instalación.

En una turbina de gas estándar, el aire se comprime y luego se mezcla con un combustible que se enciende, creando una corriente de gas de alta temperatura y presión que impulsa una turbina.

En la planta CAES el aire se comprime y almacena en una cámara utilizando excedentes de electricidad. Luego, el aire comprimido se libera, se precalienta y se usa para impulsar un sistema de turbina-generator, para producir electricidad cuando sea necesario. Como descrito, durante horas de alta demanda, el aire comprimido se calienta y expande a través de una turbina de combustión para generar energía eléctrica, con una alta eficiencia relativa. Si bien es cierto que este proceso requiere ciclo combinado, el consumo de gas natural para calentar el aire comprimido es menor que si se usaran las centrales de gas convencionales para generar electricidad.

La energía generada durante los periodos de baja demanda puede ser liberada para suministrar los periodos de mayor demanda. Se puede obtener energía adicional mezclando este aire comprimido con combustible y encendiéndolo, como en una turbina de gas convencional.

Tabla 3. Ventajas y desventajas CAES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<p>Almacenamiento masivo de larga duración.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Puede almacenar energía durante más de un año. • Tiempos de arranque rápidos del orden de 8 minutos para un arranque de emergencia. • Rentable al combinarlo con fuentes de energía renovables como parques eólicos y plantas solares. • Eficiencia entorno al 75%. • El coste es rentable a corto y largo plazo. • Alta velocidad de respuesta. • Reducido impacto ambiental. • El coste disminuye significativamente al aumentar el tamaño de las centrales. 	<ul style="list-style-type: none"> • El almacenamiento está limitado a la conformación geográfica, se deben construir o adecuar en donde las condiciones geológicas del terreno lo permitan; por ejemplo utilizando grutas o yacimientos mineros ya explotados. • En las turbinas de gas se generan emisiones de CO₂. • Pérdidas entre el 20-40% durante el funcionamiento normal. • Tecnología no generalizada. • Riesgo exploratorio asociado con la exploración del subsuelo para el diseño y construcción de las cavidades. • No representan una la solución para implementación a pequeña escala debido a sus altos costos de inversión.



Figura 16. Sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido de 100 MW en Zhangjiakou (China).

4.1.1.3. Almacenamiento de energía en aire líquido (LAES)

El almacenamiento de energía en aire líquido, “Liquid Air Energy Storage (LAES)”, también denominado almacenamiento de energía criogénica, “Cryogenic Energy Storage (CES)”.

El aire líquido se trata de aire que se enfría hasta el punto de volverse líquido y, en esas condiciones, se puede almacenar fácilmente. El aire tiene la capacidad de absorber el calor de nuevo de manera muy rápida, de modo que vuelve fácilmente a su estado gaseoso original.

El almacenamiento de energía en aire líquido es una alternativa de almacenamiento prometedora. No es propenso a restricciones geológicas o resistencia de impacto ambiental y público.

Como hemos observado en la solución CAES, una de sus principales limitaciones es el gran volumen necesario para su instalación. Este volumen se reduce considerablemente utilizando el aire líquido o licuado que presenta un gran potencial para el almacenamiento de energía. Es más compacto, ya que posee una densidad de energía superior, por lo que necesita un volumen 30 veces inferior para almacenar energía en forma de aire líquido que para almacenar energía en forma de aire en fase gas. Es por ello que se estudian, como alternativa a los sistemas de almacenamiento de aire comprimido, los que operan con aire licuado (LAES).

El aire se comprime y se enfría en una planta de refrigeración, utilizando la energía más económica fuera de las horas de pico, y se almacena en un tanque o recipiente aislado relativamente grande. Cuando el aire se enfría criogénicamente, los gases eventualmente formarán un líquido, el aire líquido. Este está altamente comprimido en comparación con el estado gaseoso.

Si luego se permite que el líquido se caliente y regrese al estado gaseoso, proporcionará un flujo de gas a alta presión que se puede usar para impulsar una turbina y generar energía.

La tecnología puede, en principio, utilizar el calor y el frío residuales de los procesos industriales, así como el excedente de energía eléctrica para producir el aire licuado.

Además de la reducción del volumen, otra ventaja de almacenar aire en fase líquida en lugar de hacerlo en fase gas es la posibilidad de que el sistema opere a presiones similares a la atmosférica.

A diferencia de los sistemas PHES, que requieren una importante diferencia de altura entre las cuencas de agua o embalses, y de los sistemas CAES, que requieren cuevas subterráneas para el almacenamiento del aire a alta presión, los LAES no tienen limitaciones geográficas, lo que facilita la difusión en el territorio.

La técnica es experimental, pero sus promotores afirman que puede utilizar componentes estándar para proporcionar una forma económica de almacenamiento y liberación de electricidad.

Tabla 4. Ventajas y desventajas LAES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Elevada densidad energética, energía almacenada por unidad de volumen. • Posibilidad de almacenar a presiones similares a la atmosférica. • Escalabilidad. • Reducido impacto ambiental. • No tiene restricciones geográficas ni ambientales. • Permite almacenar más energía que las baterías. • Ausencia de una degradación significativa de la capacidad de almacenamiento a lo largo de su vida útil estimada en 20 años. • Es una fuente de energía limpia y renovable. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología aún no generalizada y en algunos casos en fase de estudio. • Eficiencia global del proceso en torno al 55%. • Alto costo inicial.



Figura 17. Proyecto de 50 MW con 10 horas de autonomía Highview Enlase (Chile)

4.1.1.4. Almacenamiento de energía en volantes de inercia (FES)

El almacenamiento de energía en volantes de inercia, “Flywheel Energy Storage (FES)”, existe desde hace décadas, pero solo recientemente han ganado atención para el almacenamiento de energía estacionario a gran escala.

Los volantes de inercia son dispositivos mecánicos que almacenan energía mediante el principio de masa giratoria y emulan el almacenamiento de energía eléctrica convirtiéndola en energía cinética o inercial para luego convertirla en energía eléctrica de nuevo.

Un volante de inercia de almacenamiento de energía moderno está acoplado con un motor-generador de alto rendimiento que puede alimentar y extraer energía del sistema rotatorio muy rápidamente. Es decir, el FES almacena la energía cinética de una masa rotatoria que gira a gran velocidad y está conectada a una máquina eléctrica, la cual puede trabajar como generador o como motor. Cuando trabaja como generador el FES suministra energía, transformando la energía cinética almacenada en el volante en energía eléctrica y la suministra a la red. Mientras cuando trabaja como motor, el FES absorbe energía de la red, aumentando su velocidad y almacenándola en forma de energía cinética. La cantidad de energía almacenada en un FES depende de las dimensiones del volante, de su masa y de la velocidad a la cual gira.

Los dispositivos giran a velocidades extremadamente altas y deben estar contruidos con materiales especiales que puedan soportar las fuerzas centrífugas ejercidas sobre el rotor.

Almacenan energía cinética en masas rodantes, discos o cilindros giratorios, suspendidos sobre cojinetes magnéticos, que se coloca generalmente al vacío para eliminar la fricción del aire.

Son adecuados para aplicaciones que requieren alta potencia durante períodos cortos y requieren poco mantenimiento, en comparación con otras tecnologías de almacenamiento.

Un volante generalmente almacena solo una pequeña cantidad de energía eléctrica, pero puede responder y liberar la energía muy rápidamente.

Los FES se consideran actualmente como una de las tecnologías de almacenamiento más rentables para las aplicaciones de alta potencia cuando se necesita una rápida descarga.

A pesar de los altos costos de fabricación y construcción, la ventaja de la larga vida útil de los volantes lo ha convertido en una opción sólida para aplicaciones de calidad de energía.

Tabla 5. Ventajas y desventajas FES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de almacenamiento de energía en torno al 90%. • Capacidad de descarga muy rápida, inferior a las baterías basadas en reacciones químicas. • Adecuado a sistemas mecánicos con ciclo energético no continuo. • Mayor potencia energética entregada y absorbida que las actuales baterías. • Vida útil media de la instalación es de 20 años. • Alto números de ciclos, independientemente de la temperatura y de la profundidad de descarga. • Mínimo mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Energía específica, energías por unidad de masa, baja comparadas con las baterías. • El tiempo de almacenamiento de energía es limitado a algunos segundos. • Los volantes giran a elevada velocidad alrededor de su eje, pueden representar un peligro si no están bien construido. • Tecnología con una lenta evolución. • Elevado costo inicial para los volantes a altas velocidades. • Pérdidas del 3-20% por hora. • Necesidad de un sistema de control complejo, convertidores AC/DC y sistemas auxiliares.



Figura 18. Proyecto de 20 MW de capacidad en Rhode (Reino Unido)

4.1.1.5. Almacenamiento de energía por gravedad (GES)

Las soluciones de almacenamiento de energía basado en la gravedad, “Gravity Energy Storage (GES)”, se basan en los fundamentos de la física y de la ingeniería mecánica del almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHES), pero reemplazan el agua

con bloques compuestos hechos a medida, o "masas móviles", que se pueden fabricar a partir de materiales de bajo costo y de origen local, incluidos suelo local, relaves de minas, residuos de combustión de carbón (cenizas de carbón) y palas de turbinas eólicas fuera de servicio al final de su vida útil.

El GES se basa en la tecnología de almacenamiento de energía central y comprobada de PHES e incorpora un diseño de construcción simplificado que es modular, flexible y no está limitado por las mismas restricciones geológicas de las plantas de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo. Aplica los principios fundamentales de la gravedad y de la energía potencial.

Tabla 6. Ventajas y desventajas GES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Pueden alcanzar el máximo rendimiento en un segundo. • Eficiencia en torno al 85%. • Elevada vida útil. • Según la configuración del GES es posible instalarlos en la mayor parte de lugares. • Reducido impacto ambiental. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proyectos piloto y prototipos. • Tecnología aún no difundida. • Según la configuración del GES es posible que las instalaciones sean de gran tamaño con problemas de ubicación. • Soluciones complejas. • Precio comercial, confiabilidad y capacidad aún no definidos.



Figura 19. Proyecto de 100MWh en la provincia de Jiangsu (China)

4.1.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELECTROQUÍMICA

Los sistemas de almacenamiento mediante energía electroquímica (BESS), se caracterizan por convertir energía eléctrica en energía electroquímica mediante baterías a gran escala de distinta composición química. De acuerdo con su tecnología, estos sistemas se pueden dividir en dos principales grupos: baterías secundarias y baterías de flujo.

4.1.2.1. Almacenamiento electroquímico (BESS) (FB)

El almacenamiento electroquímico es una de las tecnologías de almacenamiento que se ha utilizado durante más de un siglo para proporcionar un suministro portátil de energía eléctrica. Entre las tecnologías más utilizadas en los sistemas de almacenamiento de energía se encuentran las baterías de plomo-ácido, las baterías de iones de litio y las baterías de flujo.

Las baterías eléctricas almacenan la energía eléctrica a través de reacciones químicas. El almacenamiento electroquímico utiliza la energía disponible para, mediante un proceso de reacciones químicas, generar una diferencia de potencial eléctrico entre un ánodo y un cátodo. El objetivo es que este proceso pueda ser posteriormente revertido para generar electricidad, como es el caso de las baterías de plomo-ácido, baterías de iones de litio o las baterías de flujo redox.

Las baterías de plomo-ácido utilizan el plomo y su óxido como electrodo y el ácido sulfúrico como electrolito. Es una tecnología muy madura y con un coste más bajo. Entre sus principales inconvenientes citamos su baja densidad de energía y de potencia, sus largos periodos de carga, el corto ciclo de vida. La capacidad disminuye significativamente cuando se requieren cargas rápidas además de los problemas de contaminación en el medio ambiente.

Tabla 7. Ventajas y desventajas BESS (Baterías de plomo-ácido)

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo coste. • Madurez de la tecnología. • Infraestructura desarrollada para el reciclaje al final de su vida útil. • Buena relación coste-rendimiento. • Baja tasa de autodescarga. • No susceptible a sobrecarga. 	<ul style="list-style-type: none"> • Corta vida útil. • Baja eficiencia de carga y descarga. • Baja densidad energética. • Susceptible a descargas profundas. • Uso de materiales tóxicos y contaminantes.



Figura 20. Proyecto con baterías de plomo-acido en Lyon Station, Pennsylvania para la regulación de la frecuencia.

- Las baterías de iones de litio funcionan con el movimiento de los iones de litio a través de los electrodos positivos y negativos. Cuando la batería se encuentra en fase de carga, los iones se intercalan en el electrodo positivo y luego se intercalan en el electrodo negativo mediante el electrolito; mientras en la fase de descarga los iones se mueven en sentido inverso. Las baterías de iones de litio son más caras en comparación con las baterías plomo-ácido para la misma capacidad y son más inestables. Por ello necesitan un controlador de tensión y temperatura de sus celdas, “Battery Management System” (BMS). Entre sus ventajas podemos citar que su química ofrece una elevada densidad permitiendo almacenar mayor cantidad de energía en dispositivos más pequeños y de menor peso. Además, presentan un elevado número de ciclos, es decir una mayor vida útil, esto depende de la composición química de las baterías, y una mayor profundidad de carga en torno al 95%. Mientras las baterías de plomo-ácido suelen operar en torno al 65%.

Las químicas mayormente usadas en las baterías de litio son las siguientes: Litio-cobalto (elevada energía específica), Litio-ferrofosfato (baja resistencia, mayor seguridad y estabilidad térmica, gran durabilidad y vida útil), Litio-manganeso (alta estabilidad a altas temperaturas), Litio-níquel-cobalto (optima vida útil), Litio-manganeso-cobalto (alta densidad de energía o potencia específica).

Tabla 8. Ventajas y desventajas BESS (Baterías de iones de litio)

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Elevada densidad de energía. Alta eficiencia en torno a 95-98%. Peso reducido. Alto voltaje por celda. 	<ul style="list-style-type: none"> Elevado costo. Duración en torno a los 2000-10000 ciclos de carga en función al perfil de carga/descarga a la química de las baterías. Su fabricación y reciclado es costosa.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Alta capacidad y velocidad de carga/descarga. Descarga prácticamente lineal. Baja tasa de auto descarga. Altos niveles de voltaje de la celda (3.6 V) Altamente escalable. 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidad de un controlador para gestionar o evitar sobrecalentamientos, sobrecargas y sobredescargas. Algunos tipos de celdas de iones de litio pueden degradarse rápidamente si se descargan por completo.



Figura 21. Proyecto de respaldo en Australia con 1,4GWh de capacidad.

- Las baterías de flujo almacenan energía en soluciones electrolíticas, a través de una reacción electroquímica de electrones en los electrodos inertes. Entre sus principales ventajas podemos citar su alta capacidad, alta potencia, alta eficiencia, largo ciclo de vida además de una elevada seguridad. Entre sus inconvenientes destacan la restricción de ciertos materiales necesarios (electrolitos y electrodos) y el importante coste de construcción. Pueden liberar continuamente energía durando hasta 10 horas.

Tabla 9. Ventajas y desventajas FB

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Tecnología escalable y modulable. Rápida respuesta en milisegundos. Alta Vida útil en torno a 15000 ciclos. Posibilidad de recargar sustituyendo el electrolito o revertiendo la reacción redox. Baja necesidad de mantenimiento. Seguridad, se puede detener el funcionamiento apagando las bombas. Pueden operar a temperaturas ambiente. 	<ul style="list-style-type: none"> Baja densidad de energía. Sistema complejo compuesto. Tamaño significativo. Madurez de la tecnología aún en desarrollo Algunos electrolitos son tóxicos.



Figura 22. Proyecto batería de flujo de vanadio en un contenedor.

4.1.3. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA QUÍMICA

Los sistemas de almacenamiento mediante energía química se caracterizan por convertir energía eléctrica a través de procesos químicos basados en H₂O y CO₂ para el almacenamiento.

Este tipo de almacenamiento incluye principalmente dos tecnologías: sistemas de almacenamiento de hidrógeno (H₂) y almacenamiento mediante gas natural sintético (SNG).

4.1.3.1. Almacenamiento de energía de hidrógeno (HES)

El almacenamiento de energía de hidrógeno, “Hydrogen Energy Storage (HES)”, se refiere a la conversión de energía eléctrica en hidrógeno a través del proceso de electrólisis.

También es conocido como “Power to Gas (PtG o P2G)”, el proceso implica el uso de energía eléctrica para dividir el agua y luego capturar y almacenar el hidrógeno producido.

Si se piensa al almacenamiento de energía como una batería, el proceso es de convertir el hidrógeno de nuevo en electricidad, lo que está generando la cadena “Power to Gas to Power (P2G2P)”.

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, esto es, un producto que requiere de una aportación de energía para ser obtenido y que es capaz de almacenar energía en sus enlaces, que, posteriormente, puede ser liberada cuando sea requerida.

El hidrógeno se puede almacenar como gas a presión o líquido a bajas temperaturas.

El hidrógeno es un gas inflamable que puede ser producido por la electrólisis del agua.

Cuando se quema en oxígeno o aire, solo produce agua, lo que lo convierte en un combustible muy limpio.

Luego se puede usar para generar electricidad en motores alternativos convencionales, turbinas de gas o en celdas de combustible, aunque en muchos casos puede ser mejor usar el gas para usos industriales, calefacción de espacios o transporte.

El hidrógeno se clasifica según la materia prima y las emisiones de CO₂ que se han generado en su obtención como:

- **Hidrógeno verde:** se obtiene principalmente con la electricidad procedente de fuentes de energías renovables. Materia prima el agua mediante electrólisis. Además, pueden ser considerados el obtenido por reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, cuando se cumplan todos los requisitos de sostenibilidad.
- **Hidrógeno gris:** se obtiene principalmente mediante reformado de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo.
- **Hidrógeno azul:** se obtiene como el gris, pero con técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono para reducir las emisiones de CO₂ del proceso.

Dado que el gas se puede producir fácilmente utilizando energía eléctrica excedente, la producción y el almacenamiento ofrecen otro medio químico para almacenar energía.

Tabla 10. Ventajas y desventajas HES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Producción ilimitada (agua). • Su combustión no contamina y es compatible con todas las energías primarias. • Alta densidad energética del hidrógeno. • Amplio rango de almacenaje desde kW hasta algunos MW con tiempo de respuesta entre horas y días. • Es posible aplicar una construcción modular, lo que permite redimensionar el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles problemas de seguridad. • Elevada inversión inicial. • Necesidad de alta pureza del hidrógeno. • Eficiencia de almacenamiento de energía baja, del orden 30-50%.



Figura 23. Prototipo ha conseguido producir hidrógeno verde usando un aerogenerador.

4.1.3.2. Almacenamiento de energía para la generación de gas natural sintético (SNG)

El hidrógeno se puede convertir en metano “Synthetic Natural Gas (SNG)”. El uso de la denotación “sintético” en la tecnología Power to Gas (PtG) es debido a la producción de un gas natural rico en metano (CH_4) pero con porcentajes de otros componentes como H_2 , CO , CO_2 , H_2O que fue obtenido a través de un proceso de refinado o una tecnología no convencional como lo es la tecnología PtG. Este gas posee propiedades similares a las del gas natural. El gas natural sintético puede ser almacenado en depósitos a presión, bajo tierra o alimentar directamente a la red de gas.

Para su obtención se requiere un segundo paso más allá del proceso de división de agua en un electrolizador (obtención de hidrógeno y oxígeno), un paso en el que el hidrógeno y el dióxido de carbono reaccionan hacia el metano en un reactor de metanación. Posteriormente se podrá almacenar en tanques a presión, bajo tierra o alimentarse directamente a la red de gas. Es decir, las reacciones químicas involucradas antes de la generación de SNG son la electrólisis para la conversión de la energía eléctrica en hidrógeno (H_2) y la metanación para su posterior transformación a metano (CH_4); la reacción de metanación requiere suministro de una fuente de dióxido de carbono (CO_2) con el fin de obtener el producto final.

Las energías renovables son la energía del futuro, pero su naturaleza fluctuante obliga a dar con nuevas formas de almacenar esta energía limpia. Convertir el exceso de energía eólica y solar en gas natural sintético es una de las posibilidades. La principal ventaja en el contexto del almacenamiento de energía es que la cantidad de hidrógeno que se puede tolerar en la infraestructura de gas natural existente es limitada (del orden del 10% dependiendo de las características técnicas de la infraestructura). No existe tal restricción sobre la cantidad de SNG que se puede inyectar en la infraestructura de gas existente. El

metano, al ser una molécula más grande, también tiene menores pérdidas por fugas que el hidrógeno.

Un importante estudio ha sido realizado por la Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santanderⁱ. En el estudio se hace hincapié a la actualidad de la industria de los hidrocarburos gaseosos en Colombia, balance de gas natural en Colombia, en particular sobre la disminución de las reservas y el consumo creciente de gas natural en el país. Explica el motivo por el cual el país está incursionado sectores alternativos para obtener una solución al problema.

Tabla 11. Ventajas y desventajas SNG

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • El almacenamiento de SNG es menos complicado y es más económico que el hidrógeno. • Para su uso o transporte se pueden utilizarse las infraestructuras existentes de gas natural. • Amplio rango de almacenaje hasta algunos MW con tiempo de respuesta entre horas y días. • Es posible aplicar una construcción modular, lo que permite redimensionar el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores costos de producción respecto al hidrógeno. • La producción de SNG presenta mayores pérdidas de conversión respecto al hidrógeno. • Eficiencia inferior respecto al hidrógeno. • La combustión del SNG emite gases de efecto invernadero.

4.1.4. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los sistemas de almacenamiento mediante energía eléctrica se pueden clasificar en dos grupos: condensadores, supercondensadores (SCs) y superconductores magnéticos (SMES).

4.1.4.1. Almacenamiento de energía en supercondensadores (SCs)

Los condensadores, a menudo llamados supercondensadores “Super Capacitors (SCs)”, son dispositivos eléctricos que pueden almacenar carga electrostática. Su almacenamiento de energía es en forma de campo eléctrico producido entre dos electrodos.

Los condensadores para el almacenamiento de energía utilizan materiales y técnicas avanzados para almacenar grandes cantidades de carga. Presentan propiedades similares a las baterías electroquímicas y a las de los condensadores, con la diferencia que su operación no depende de una reacción y por esta razón, los ciclos tanto de carga y descarga son mayores en comparación con las baterías electroquímicas.

El tiempo de respuesta es extremadamente rápido, esto puede liberarse muy rápidamente y los dispositivos pueden reaccionar extremadamente rápido a la demanda de energía.

Sin embargo, la cantidad de energía que pueden suministrar sigue siendo relativamente pequeña en comparación con la mayoría de las demás tecnologías de almacenamiento.

Los costos por unidad de capacidad de almacenamiento de energía son más altos que los de las baterías, aunque los supercondensadores pueden soportar un número mucho mayor de ciclos de carga/descarga. Por lo tanto, los supercondensadores son adecuados para aplicaciones de potencia a muy corto plazo.

Tabla 12. Ventajas y desventajas SCs

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Pueden funcionar con altas corrientes. • Eficiencia de almacenamiento de energía superior a 98%. • Alto número de ciclos y larga vida útil. • Requiere un bajo mantenimiento. • Inmunidad a vibraciones y golpes. • Elevada densidad de energía. • Permite cargas y descargas rápidas. • Escalables y flexibles. • Más seguros que las baterías y menos contaminantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de almacenamiento limitada. • Requiere de acondicionamiento de potencia para erogar una salida estable. • Es aún una tecnología cara para ser usada masivamente.



Figura 24. Proyecto Reactive Technologies en Inglaterra.

4.1.4.2. Almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES)

El almacenamiento de energía magnética superconductora, “Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)”, almacena energía en el campo magnético de una bobina.

Las unidades SMES almacenan energía de la misma forma que lo haría un inductor convencional, almacenando energía en el campo magnético creado por las corrientes que fluyen a través de un alambre de la bobina. La diferencia es que, en el SMES, la corriente directa fluye a través de un alambre superconductor; esto significa que el alambre se encuentra a temperaturas criogénicas y no muestra prácticamente resistencia conductiva. Por ella la bobina es superconductora, para reducir las pérdidas eléctricas y, por lo tanto, requiere un sistema de enfriamiento criogénico.

En las bobinas la energía se almacena en el campo electromagnético; para almacenar cantidades significativas de energía son necesarias corrientes muy altas.

El tiempo de respuesta es extremadamente rápido y la tecnología es adecuada para aplicaciones de energía a corto plazo, como mejorar la calidad de la energía.

Como las pérdidas en los conductores eléctricos dependen de la corriente al cuadrado, es necesario tener una resistencia muy baja; por lo tanto, la atención se centra en las bobinas superconductoras, que hacen el almacenamiento de energía magnética superconductora.

Los materiales superconductores necesarios para crear la bobina de almacenamiento de energía son caros y los mejores disponibles en la actualidad deben enfriarse criogénicamente hasta una temperatura cercana al cero absoluto antes de que se conviertan en superconductores. Los superconductores de mayor temperatura también están disponibles, pero tienden a ser menos efectivos.

Tabla 13. Ventajas y desventajas SMES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia de almacenamiento de energía en torno al 100%. • Alta densidad de potencia. • No producen efectos térmicos ni grandes campos magnéticos. • Prácticamente no requieren mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejidad del sistema. • Tecnología en fase de desarrollo. • Tecnología con elevado costo. • Necesitan estar conectados a una fuente de tensión para no descargarse. • Necesidad de mantener temperaturas criogénicas en torno a los -255°C en recipientes con Helio líquido y aislados mediante vacío.



Figura 25. Proyecto SMES en construcción.

4.1.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA

Los sistemas de almacenamiento mediante energía térmica se basan en la capacidad de determinados materiales para acumular energía en forma de calor.

En los sistemas de almacenamiento de energía térmica existen dos formas de almacenar energía dependiendo si se utiliza el calor latente o el calor sensible.

4.1.5.1. Almacenamiento de energía térmica (TES)

El almacenamiento de energía térmica, “Thermal Energy Storage (TES)”, consiste en acumular energía en medios que permitan retenerla y liberarla de manera paulatina, a través de sistemas que van desde la refrigeración mediante acumulación de hielo hasta la exposición a altas temperaturas, por lo tanto, los TES pueden almacenar calor o frío para ser utilizados sucesivamente bajo condiciones variables como la temperatura, la ubicación o la potencia.

El almacenamiento de energía térmica aplica la ley de la termodinámica conocida como el principio de conservación de energía, según la cual se puede cambiar la energía interna de un sistema si se realiza trabajo sobre él o bien si este sistema intercambia calor con otro. Estos cambios de la energía interna se pueden reflejar en un intercambio de su temperatura, en un cambio de fases o en una reacción físico-química.

El ciclo completo de la energía, en estos sistemas de almacenamiento, están delimitados como: carga energética, almacenamiento y descarga energética. El material o medio de almacenamiento debe poseer propiedades de alta densidad de energía, buena conductividad térmica, estabilidad química y mecánica, reversibilidad completa de los ciclos y bajas pérdidas térmicas durante el periodo de almacenamiento. Esta tecnología utiliza una variedad de medios para almacenar energía térmica.

Hay tres formas fundamentales de almacenamiento de energía térmica:

- Almacenamiento térmico sensible o calor sensible: se basan en el aumento o disminución de la temperatura de un material o medio de almacenamiento, como el agua, el petróleo, las rocas o el hormigón.
- Almacenamiento térmico latente o calor latente: transformación de fase en el material o medio de almacenamiento como la solidificación, evaporación, condensación o sublimación, por ejemplo, sal fundida, parafina o agua/hielo. Esta modalidad tiene una mayor densidad de energía que el almacenamiento térmico sensible.
- Almacenamiento termoquímico o reacción química: se basa en la variación interna del material de almacenamiento, una reacción química reversible, que demanda energía en una dirección y produce energía en la dirección inversa. Es decir, se absorbe el calor producido a partir de una reacción química reversible, produciéndose una reacción endotérmica cuando absorbe energía térmica y exotérmica con la descarga. Esta modalidad presenta algunas ventajas frente a los casos citados anteriormente, como una mayor densidad energética, la posibilidad de almacenar a temperatura ambiente, el almacenamiento a largo plazo, la facilidad en el transporte, etc., pero cabe destacar que aún se encuentra en fase de desarrollo debido a su compleja configuración, a su coste y a su escasa capacidad de transferencia de calor. Algunos de los medios utilizados son gel de sílice, zeolita, híbridos metálicos o zinc.

Otro modo para clasificar los sistemas de almacenamiento térmicos es en función de la temperatura:

- nivel de temperatura baja, para las aplicaciones en torno a los 120°C,
- nivel de temperatura media en torno a los 300°C, y
- nivel de temperaturas altas en torno a los 1000°C.

Esta energía almacenada se puede usar para calefacción o, dependiendo de la calidad del calor, se puede usar para generar energía eléctrica.

Hay varios medios de almacenamiento disponibles, incluidos vapor de alta presión y temperatura, sales fundidas y materiales sólidos de almacenamiento de calor.

El almacenamiento térmico se utiliza en algunas plantas de energía solar térmica para extender su ventana operativa más allá del período en que brilla el sol. No se usa ampliamente en otros lugares para la producción de electricidad.

El almacenamiento térmico se puede utilizar para producir electricidad, mediante la producción de vapor para una central térmica convencional. Sin embargo, el calor también se puede usar directamente en procesos industriales o para calentar espacios o agua; esto claramente requiere menos costos operativos y evita pérdidas de conversión, aunque el valor del calor es sustancialmente más bajo que el valor de la electricidad.

Tabla 14. Ventajas y desventajas TES

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Almacenamiento a largo plazo con capacidad de hasta 1GW y tiempo de descarga de horas. • Eficiencia de almacenamiento de energía en torno a 85%, en función al rango de temperatura. • Amplia gama de materiales para su construcción. • Alta ciclabilidad. • Fácil emplazamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • En función de los materiales utilizados y del tipo de aislamiento existen pérdidas energéticas. • Algunas tecnologías están aún en fase de estudio.

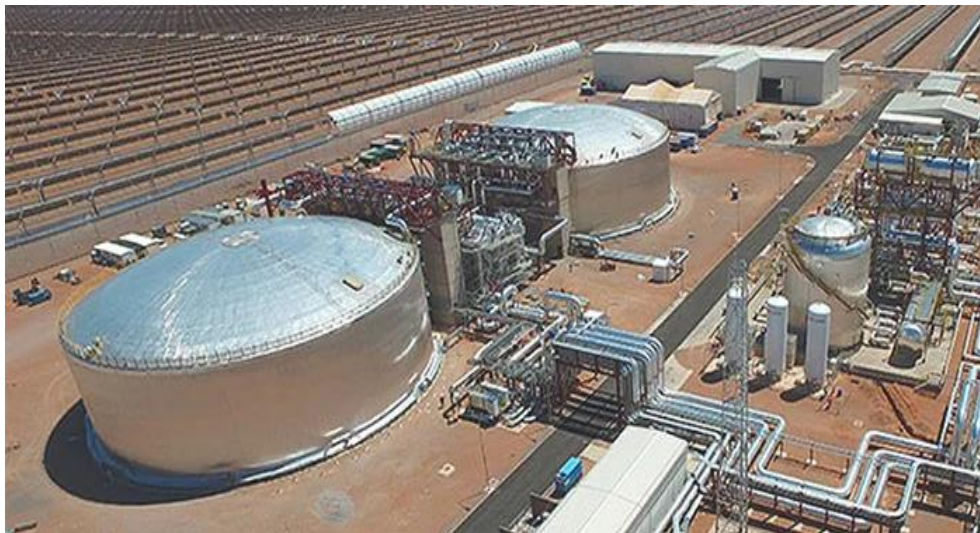


Figura 26. Planta Termosol de 50 MW con 9 horas de almacenamiento térmico en sales fundidas (España).

En la siguiente tabla se representa indicativamente las principales características de las tecnologías descriptas precedentemente.

Tabla 15. Parámetros característicos indicativos de las distintas tecnologías de almacenamiento (Fuente: ATKearney modificada)

Tecnología	Rango de Potencia (MW)	Duración Tiempo de Descarga	Vida útil (kciclos)	Vida útil (Años)	Auto Descarga (% diario)	Densidad Energía (Wh/l)	Densidad Potencia (W/l)	Eficiencia	Tiempo de respuesta
PHES	100-5000	horas-días	10-100	30-60	0-0,02	0,2-2	0-1	70-85%	segundos-minutos
CAES	5-1000	horas-días	10-100	20-40	0-1	2-6	0-1	40-75%	segundos-minutos
FES	0,001-1	milisegundos-minutos	100-1000	12-25	20 -100	20-200	5000-10000	85-95%	< milisegundos
LIB	0,1-100	segundos-horas	2-15	4-15	0,1-0,36	200-620	100-10000	90-98%	< milisegundos
FB	0,1-100	segundos-horas	1-14	5-25	0-1	15-70	1-2	60-85%	< milisegundos
SCs	0,01-1	milisegundos-minutos	10-100	10-30	20-40	10-20	40000-120000	85-98%	< milisegundos
SMES	0,1-1	milisegundos-segundos	100k	20-30	10-15	0,5-6	1500-3500	95-98%	< segundos
TES	1-150	horas	-	20-30	0,1-1	70-210	-	50-60%	minutos-horas
HES	0,01-1000	minutos-semanas	5-30 años	5-30 años	0-4	600 (200 bar)	0,2-20	25-45%	segundos-minutos
SNG	50-1000	horas-semanas	30 años	30 años	-	1-800 (200 bar)	0,2-2	25-50%	segundos-minutos

El almacenamiento electroquímico en baterías a los iones de litio, baterías de flujo, junto al hidrógeno, en particular el hidrógeno verde, son actualmente los elementos más relevantes y promovidos por las distintas empresas internacionales y por los operadores de red en los procesos de descarbonización y estabilidad de la red. Estas tecnologías serán detalladas sucesivamente en los próximos capítulos.

4.2. SERVICIOS Y TIPOS DE TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO

Las tecnologías de almacenamiento más adecuadas en función del tiempo de descarga y del contenido energético para una aplicación específica son ilustradas en la siguiente figura; en ella, se ilustra una representación gráfica indicativa de las distintas tecnologías en función del tiempo de descarga y de la potencia. Esta representación depende del tipo de química, material de almacenamiento, tecnología empleada para cada sistema de almacenamiento. Los valores indicados no representan límites técnicos sino límites en función a las actuales instalaciones a nivel internacional. Los vínculos técnicos pueden ser superados cuando los costos de las distintas tecnologías disminuyen.

Como anticipado, la siguiente figura identifica en modo genérico las tecnologías de almacenamiento más adecuadas en función del tiempo de descarga y del contenido energético requerido para una aplicación específica.

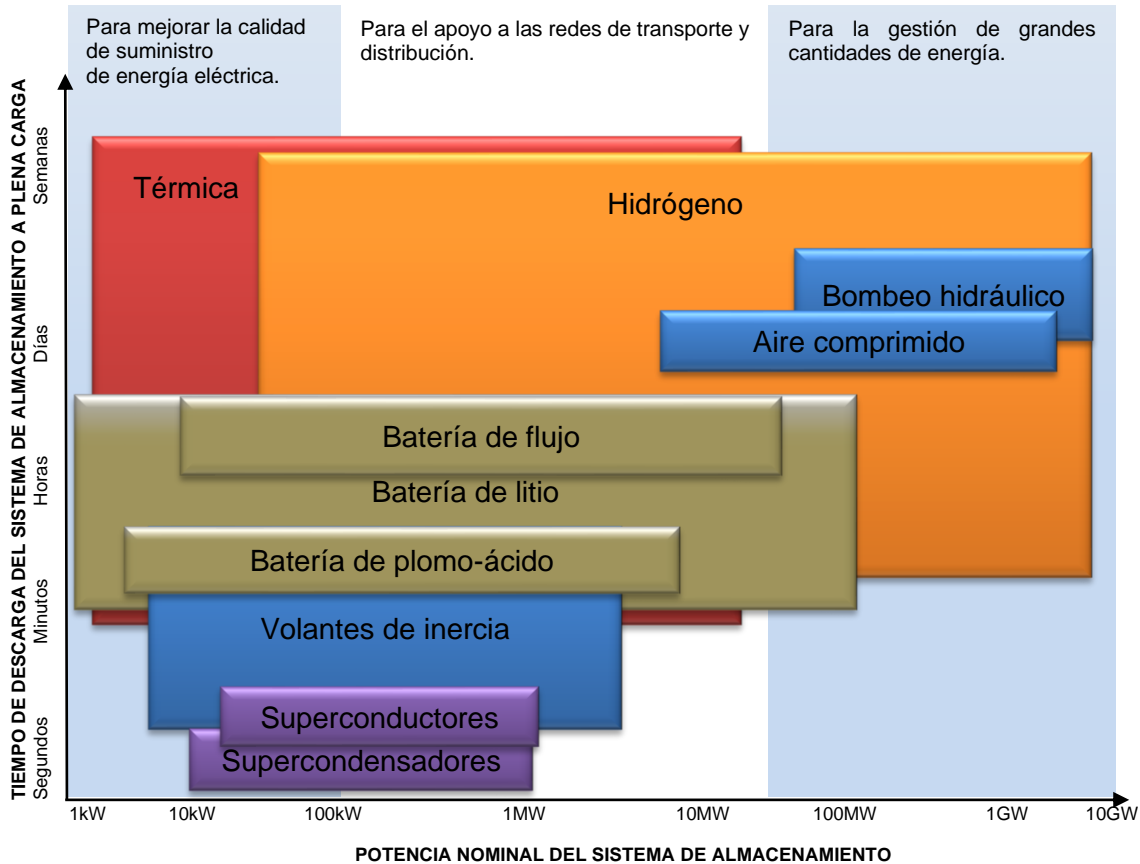


Figura 27. Representación gráfica indicativa del uso de las distintas tecnologías en función de su tiempo de descarga y de la potencia de la instalación (Fuente: Elaboración propia).

En los siguientes capítulos, el desarrollo del análisis de las distintas técnicas de almacenamiento será focalizado, en particular modo, sobre las soluciones que actualmente presentan una mayor difusión, madurez tecnológica y comercial en el sector eléctrico y una comprobada estabilidad de funcionamiento.

Para las tecnologías de almacenamiento que serán identificadas durante el desarrollo del proyecto como las más significativas para el SIN, serán ilustrados varios casos de éxitos internacionales. En los casos de uso serán indicadas las características de los sistemas de almacenamientos y los distintos servicios de red para las cuales han sido construidos con el objetivo de mostrar los servicios que pueden ofrecer en los sistemas eléctricos y como han sido introducidos estos sistemas de almacenamiento a través de nuevos marcos reguladores, creaciones de nuevos mercados o por necesidades críticas de la red. Esta panorámica internacional tiene como finalidad establecer la factibilidad técnica de las

tecnologías seleccionadas para su integración al sistema interconectado nacional en servicios tales como: arbitraje de energía, aporte en picos de demanda, regulación de frecuencia o de tensión, capacidad reserva, alivio de la congestión en la transmisión, etc.

Para los principales tipos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica se realizará una descripción de las ventajas e inconvenientes, así como un análisis de sus costos y precios teniendo en consideración los últimos estudios nacionales e internacionales a disposición.

4.2.1. Sistemas de almacenamiento para aplicaciones intensivas en potencia y en energía

Además de la sinergia que ofrecen los sistemas de almacenamiento para la integración de las fuentes renovables no convencionales e intermitentes de energía, ofrecen otros beneficios para el sistema eléctrico interconectado.

Algunos de los servicios que puede proporcionar a la red son: reservas operativas y reguladoras, arranque de emergencia, descongestión de energía y nivelación de picos, entre otros.

Estos servicios aportados por los sistemas de almacenamiento permitirán al SIN de garantizar la seguridad, estabilidad y calidad de la energía en la red. Además, con la adecuada regulación, será posible crear un mercado alrededor de estos servicios.

En la siguiente figura, podemos observar los principales servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el sistema eléctrico interconectado nacional.

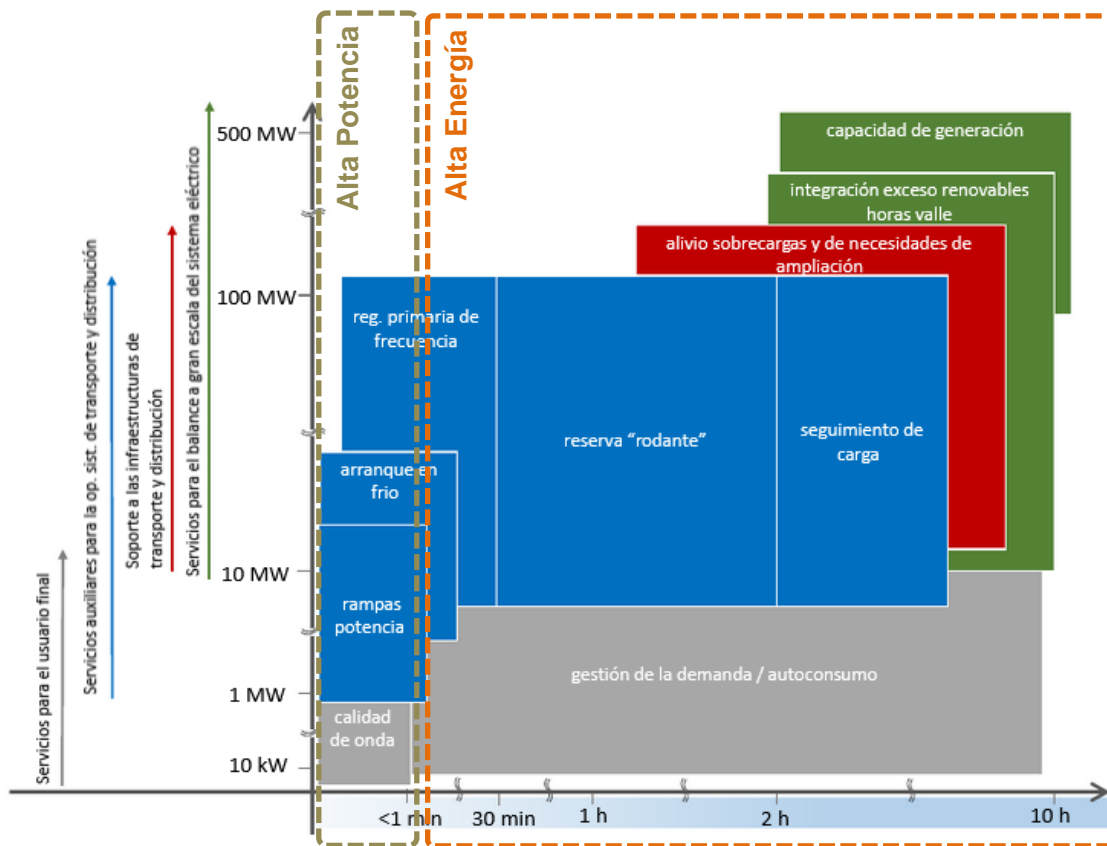


Figura 28. Servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el sistema eléctrico de potencia. (Fuente: Real Academia de Ingeniería)

Como se observa en la Figura 28, las tecnologías según sus características técnicas se encarrilan a una serie de aplicaciones que se dividen en dos categorías:

- Uso intensivo de potencia, alta potencia (aplicaciones de calidad de potencia y continuidad de servicio)
- Uso intensivo de energía, alta energía (aplicaciones de administración de energía).

Los sistemas de almacenamiento ofrecen múltiples servicios y aplicaciones a la red eléctrica, generalmente los códigos de red son los facilitadores de las aplicaciones de potencia de los sistemas de almacenamiento; mientras es el mercado el facilitador de las aplicaciones de energía.

En la figura podemos apreciar las aplicaciones típicas para la utilización de los sistemas de almacenamiento, sea en uso intensivo de energía y de potencia, así como las tecnologías maduras para cada tipo de uso.

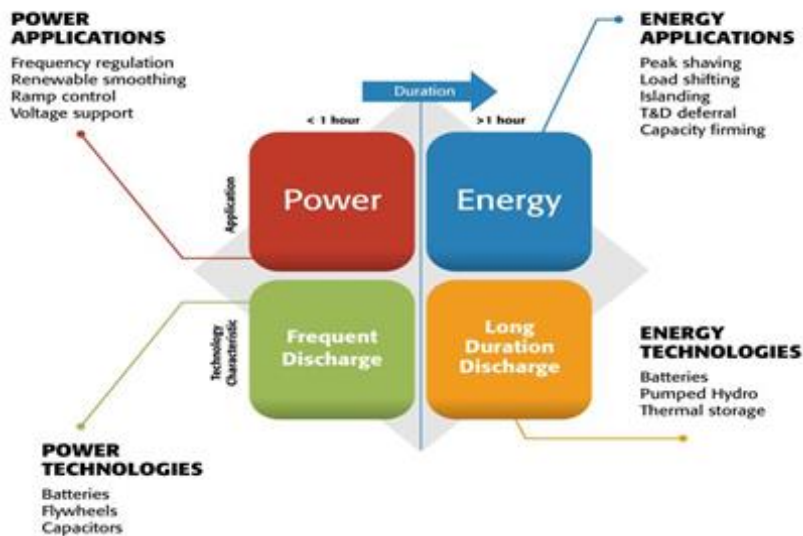


Figura 29. Sistemas de almacenamiento en aplicaciones de potencia y de energía (Fuente: IEEE)

Las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento se clasifican en dos grandes categorías, aplicaciones intensivas en energía y aplicaciones intensivas en potencia.

Los sistemas de almacenamiento en función a su tecnología pueden ser utilizadas en aplicaciones intensivas en energía e/o intensivas en potencia como podemos observar en la figura anterior. Las aplicaciones suelen requerir un tiempo de descarga desde algunos segundos, minutos hasta varias horas.

Actualmente, a nivel global, la mayor parte de las instalaciones de sistemas de almacenamiento para cubrir los servicios esenciales de red son realizadas con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica “Electrical Energy Storage Systems” (EESS), en particular con sistemas basados en baterías electroquímicas de iones de litio, baterías de flujo, condensadores y volantes de inercia.

Respecto a otras tecnologías, los EESS presentan las ventajas posibilidad de instalar el sistema en breve tiempo respecto a otras tecnologías, a su reducido impacto ambiental, fases simplificadas para obtener los permisos necesarios para su instalación, modularidad, madurez de las tecnologías, reducido espacio para su instalación, etc.

A continuación, una descripción de las dos aplicaciones principales de los sistemas de almacenamiento, en particular serán indicadas como soluciones típicas para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías “Battery Energy Storage System” (BESS):

4.2.1.1. Aplicaciones intensivas en potencia

Los sistemas de almacenamiento para aplicaciones de uso intensivo de potencia generalmente tienen demandas de desempeño con rápida respuesta, frecuentes

transiciones de fase de carga y descarga, intercambio de energía reactiva con el sistema de energía eléctrica, etc. Se requieren de estas aplicaciones para proporcionar los servicios auxiliares necesarios al sistema eléctrico con el objetivo de mantener el equilibrio de la frecuencia y del voltaje o proporcionar calidad de energía al sistema. Estas aplicaciones se caracterizan por tener una alta relación Potencia/Energía con cortos tiempos de descarga y una rápida respuesta.

Las aplicaciones intensivas en potencia más usuales con el empleo de sistemas de almacenamiento electroquímico en baterías de iones de litio, supercondensadores, volantes de inercia, almacenamiento electroquímico en baterías de flujo son:

- **Control de frecuencia:** participación en la regulación de la frecuencia, asegurando que se restablece el equilibrio entre generación y consumo en caso de desviaciones de frecuencia, llevando la frecuencia a su valor nominal. La participación podría consistir en la provisión de FCR (Frequency Containment Reserve) con tiempos de respuesta de 15-30 segundos y/o aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) / mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) con tiempos de respuesta de pocos minutos.
- **Regulación de frecuencia:** regulación automática de la potencia activa en respuesta a una desviación medida de la frecuencia del sistema más allá de los umbrales preestablecidos, para mantener estable la frecuencia del sistema. La regulación de frecuencia comprende varios mecanismos, incluido el soporte de frecuencia ultra rápida, la regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria.
 - a) **Respuesta ultra rápida de frecuencia:** aplicación de corta duración del EESS, que se utiliza para reducir la variación de la frecuencia del sistema durante fallas repentinas y para reducir la amplitud de la diferencia de la frecuencia transitoria, a través de la capacidad de soportar activamente la variación de frecuencia de la red mediante una rápida descarga o carga (por ejemplo, dentro de los 100 milisegundos).
 - b) **Control de frecuencia primaria:** aplicación de corta duración del EESS utilizado para estabilizar la frecuencia del sistema en un valor de estado estable a través de la capacidad de respuesta a una desviación medida de la frecuencia del sistema y activado automáticamente por el control primario en unos pocos segundos y totalmente activado en menos de unos pocos minutos.
 - c) **Control de frecuencia secundaria:** aplicación de corta duración de un EESS utilizado para restaurar la frecuencia del sistema a la frecuencia nominal del sistema, cuyo tiempo de activación es típicamente entre 30 segundos y 15 minutos, seguido generalmente de la regulación de frecuencia primaria e iniciado de forma automática o manual.
 - d) **Control de frecuencia terciaria:** participación en la regulación de frecuencia terciaria, que complementa y reemplaza parcialmente la reserva secundaria por reprogramación de la generación. El tiempo de respuesta debe ser de 15 minutos. También se conoce como reserva de restauración de frecuencia manual (mFRR).
- **Amortiguación de oscilaciones de potencia (POD):** amortiguación de oscilaciones de potencia en una o más redes de CA conectadas, es decir, amortiguación de oscilaciones

de potencia de baja frecuencia, normalmente en el rango de 0,1 Hz a 2,0 Hz mediante control de flujo de potencia activa o reactiva.

- **Regulación de tensión:** aplicación de corta duración del BESS utilizado para la estabilización de la tensión en el POC primario o nodos vecinos mediante intercambio de potencia reactiva y/o activa. Son las medidas necesarias para mantener el voltaje del sistema y los niveles de potencia reactiva dentro de los límites legales o técnicos. El soporte puede proporcionarse asegurando que haya una generación adecuada dentro de un área en particular o mediante el uso de dispositivos estáticos tales como compensadores síncronos.
- **Calidad de la energía:** se refiere a una serie de servicios relacionados con la mejora de la calidad de la energía suministrada. Por ejemplo, compensación de caídas de voltaje y distorsión de voltaje, reducción del impacto de las cargas distorsionantes como armónicos o parpadeos, y reducción de picos de potencia localizados.
- **Mitigación de huecos:** aplicación de corta duración del BESS utilizado para compensar la caída de tensión durante un tiempo específico y para una potencia máxima predefinida, cuando se produce un hueco en el POC primario.

4.2.1.2. Aplicaciones intensivas en energía

Las aplicaciones intensivas en energía deben proporcionar la potencia requerida durante un largo período de tiempo; se utilizan para almacenar grandes cantidades de energía con el fin de igualar la demanda y el suministro, realizar nivelaciones de carga o reducir la congestión en la red.

Las aplicaciones intensivas en energía se refieren a servicios que requieren una generación o absorción continua de energía durante un período prolongado. En estos casos, la cantidad total de energía que se puede intercambiar con la red es más importante que el valor de la potencia a la que se realiza el intercambio. Los casos típicos de aplicaciones intensivas en energía se caracterizan por una relación energía versus potencia E/P (o E2P) superior a algunas horas.

Las aplicaciones intensivas en energía más usuales con el aprovechamiento de BESS con baterías de iones de litio son:

- **Arbitraje de energía:** Se conoce como arbitraje de energía al aprovechamiento, mediante el uso de baterías, de la diferencia de precios de la energía en el mercado de la electricidad al por mayor, beneficiándose de la energía barata en horas valle y vendiéndola en horas con mayor demanda. El efecto es un aumento de la demanda en las horas de menor carga, nivelación de carga, con ventajas relacionadas con el patrón de generación de las plantas convencionales, y una reducción de la demanda pico, lo que se traduce en una menor utilización de generadores más caros y una menor tensión en el sistema. Este servicio incluye la provisión potencial de energía pico para garantizar la adecuación del sistema, cuando el sistema de energía está bajo estrés.
- **Autoconsumo:** aplicación residencial o pequeñas instalaciones comerciales e industriales para maximizar el autoconsumo de energía solar fotovoltaica o desplazar el consumo en

horas con tarifas más bajas. El principio de aplicación es similar al anterior, pero a escala más reducida.

- **Reafirmación y suavizado de la capacidad de las energías renovables:** aplicación del BESS para el desacoplamiento temporal de la generación de energía y el consumo de energía mediante la absorción de energía en períodos con excedente de generación de energía y por suministro de energía en períodos con excedente de consumo de energía. Compensación y reducción de la fluctuación de la oscilación de energía de las unidades de generación de energía (especialmente fuentes de energía renovables) con respecto al punto de conexión a la red que absorbe energía activa en momentos de alta generación y alimenta energía activa adicional en momentos de baja generación.
- **Soporte/apoyo a la red y aplazamiento/diferimiento de inversiones:** aplazamiento de costosas ampliaciones de la red eléctrica gracias a la reducción de situaciones de sobrecarga y congestiones en las redes de transporte o distribución. En relación con las renovables variables, se refiere también a la reducción de la energía restringida o no suministrada.
- **Arranque en negro:** servicio de restablecimiento de la red tras un apagón generalizado. Puede ser proporcionado por plantas que pueden comenzar a operar de forma autónoma, es decir sin alimentación de la red.

4.3. CASOS DE ÉXITO NACIONALES E INTERNACIONALES DE INSTALACIONES DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

En los siguientes apartados serán mostradas y descritas las mejores prácticas nacionales e internacionales sobre los servicios proporcionales por los sistemas de almacenamiento tales como: regulación de frecuencia, control de tensión, potencia reactiva, arbitraje de energía, arranque en negro, aplazamiento de inversiones. Son algunos de los casos de uso actualmente en funcionamiento o en fases de instalación en el mundo.

Estos casos de uso a nivel global nos permitirán convalidar la factibilidad técnica de las soluciones de almacenamiento analizadas para los distintos servicios de red para los cuales han sido instaladas en las distintas partes de la red. Además, serán indicados algunas situaciones o requisitos del marco regulador o de mercado existente en los países donde se han realizado las instalaciones.

4.3.1. Aplicación del BESS con FRNC para cubrir picos de demanda

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 230MW/920MWh, instalado en California (EE.UU.), almacenará la energía renovable generada por el parque fotovoltaico existente y la entregará en las horas de máxima demanda. El BESS ha inicializado sus operaciones comerciales desde el 2022.

El BESS de NextEra Energy Resources se ha integrado a un parque fotovoltaico ya existente. El BESS almacenará la energía renovable generada por el parque fotovoltaico Desert Sunlight, cuya energía se utilizará para satisfacer la demanda de electricidad durante los períodos de máxima demanda.

El período de duración del sistema de almacenamiento de cuatro horas, es decir su capacidad de almacenamiento, es un requisito para las iniciativas en California que suministren energía a los servicios públicos por medio de la adecuación de recursos útiles. En este marco, el operador de la red CAISO garantiza que la provisión pueda satisfacer la demanda.

Como indicado, la duración de cuatro horas de almacenamiento de las baterías es un requisito del marco regulador de la electricidad de California; mediante el cual el operador de la red garantiza que el suministro pueda satisfacer la demanda y también es el principal flujo de ingresos para las iniciativas de los proyectos BESS.

El despliegue y la puesta en marcha de nuevos proyectos de almacenamiento eléctrico es muy importante para la región ya que presenta picos de demanda de energía durante los periodos estivos. Además, en la zona, existe un alto riesgo de incendios forestales que inestabilizan la red con el aumento de interrupciones.

4.3.2. Aplicación del BESS como uso intensivo de energía

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 12MW/80MWh, instalado en la localidad de Castelfranco in Miscano (Italia), el sistema de almacenamiento de 12MW/80MWh instalado en la localidad Flumeri (Italia) y la instalación de 10,8MW/72MWh instalada en la localidad de Scampitella (Italia) son instalaciones para uso intensivo de energía "Energy Intensive" con un total de 35MW de almacenamiento. Terna (TSO italiano) ha instalado estos sistemas de almacenamiento de energía a gran escala en la red de 150 kV, en el sur de Italia, porque presentaban criticidades debido al alto número de congestiones de red derivadas de la excesiva penetración de fuentes de energía renovables, en particular de los parques eólicos. Los sistemas de almacenamiento han inicializado sus operaciones comerciales desde el 2015.

Con el objetivo de reducir las congestiones mencionadas anteriormente, Terna ha introducido un proyecto piloto innovador, basado en el uso de tecnologías de almacenamiento electroquímico denominadas "intensivas en energía", que se caracterizan por una alta capacidad de almacenamiento en comparación con el tamaño de potencia de las plantas, seleccionando, a través de una licitación pública, la tecnología de batería NAS (tecnología de sodio/azufre) como la más adecuada para el contexto en el periodo de de construcción de las instalaciones.

Terna dividió el programa general de almacenamiento de 35MW aprobado por el Ministerio de Desarrollo Económico en las siguientes tres plantas SANC (Sistema de Almacenamiento No Convencional), cada una conectada a una estación eléctrica de 20/150 kV para la conexión a la red de transmisión nacional:

Ginestra SANC: planta con una capacidad de 12MW y una capacidad de energía neta de aproximadamente 80MWh, ubicada en el municipio de Castelfranco in Miscano (BN) y perteneciente a la línea de 150 kV "Benevento 2 - Montefalcone - Celle San Vito".

Flumeri SANC: planta con una capacidad de 12MW y una capacidad de energía neta de aproximadamente 80MWh, ubicada en el municipio de Flumeri (AV) y perteneciente a la red troncal de 150kV “Benevento 2 - Bisaccia 380”.

Scampitella SANC: planta con una potencia de 10,8MW y una capacidad energética neta de aproximadamente 72MWh, ubicada en el municipio de Scampitella (AV) y perteneciente a la red troncal de 150kV “Benevento 2 - Bisaccia 380”.

Estas instalaciones han permitido maximizar los objetivos primarios esperados, la mitigación de la congestión de las fuentes renovables además de contribuir eficazmente al mantenimiento de niveles de seguridad en la red de transmisión como p. ej. regulación primaria de frecuencia.

4.3.3. Aplicación del BESS como uso intensivo de potencia

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 5,55MW/9,3MWh, instalado en la localidad de Sicilia (Italia) y el sistema de almacenamiento de 8MW/12MWh instalado en la localidad de Cerdeña (Italia) son instalaciones para uso intensivo de potencia “Power Intensive” con un total previsto en la primera fase de 16MW de almacenamiento, mientras en la segunda fase se prevé otros 24MW distribuidos entre Cerdeña y Sicilia. Los sistemas de almacenamiento han inicializado sus operaciones comerciales desde el 2017.

El creciente incremento de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no programables, especialmente en las regiones del sur de Italia y en las dos islas mayores, ha determinado en los últimos años un impacto más tangible en los procesos de despacho de energía eléctrica y, en general, sobre la operación segura del sistema eléctrico nacional.

Para favorecer el máximo aprovechamiento de la generación procedente de las fuentes renovables y al mismo tiempo garantizar un incremento de los márgenes de seguridad en la gestión del sistema eléctrico, Terna (TSO italiano) ha identificado el almacenamiento de energía como una de las posibles soluciones al problema, planificando la instalación de nuevas tecnologías de almacenamiento conectadas a la red nacional de transmisión eléctrica.

La innovación ligada al uso de estos sistemas en la red nacional de transmisión eléctrica ha llevado a Terna a lanzar una primera fase de experimentación, con el objetivo de llevar a cabo dos proyectos piloto, necesarios para probar y validar el uso del almacenamiento electroquímico a “utility-scale” para aplicaciones de uso intensivo de potencia con baterías.

Como parte del plan de defensa de la seguridad del sistema eléctrico nacional del 2012-2015, Terna instaló sistemas de almacenamiento de 40MW basados en baterías por sus rápidos tiempo de respuesta para aumentar la seguridad de la gestión de las redes de AT en las islas de Sicilia y Cerdeña.

Considerando el alto contenido innovador del Proyecto, Terna consideró necesario dividir el programa en una primera fase con un alto contenido experimental denominada Storage Lab, que implica la instalación global de aproximadamente 16MW de diferentes tecnologías de almacenamiento, divididos en aproximadamente 8MW en Sicilia y 8MW en Cerdeña.

4.3.4. Aplicación del BESS como líneas de transmisión virtual - DE

Las dos instalaciones de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 100MW/100MWh instaladas en las localidades de Audorf y Ottenhofen (Alemania) y la instalación de 250MW/250MWh instalada en Kupferzell (Alemania), serán utilizadas como líneas de transmisión virtual o refuerzos de red para diferir la construcción de nuevas líneas de transmisión. Los dos proyectos de BESS inicializarán sus operaciones comerciales a partir del 2023 y 2025, respectivamente.

El parlamento alemán aprobó varias leyes para acelerar la expansión de la red eléctrica del país, un requisito clave para garantizar un mayor despliegue de las energías renovables.

Los sistemas de almacenamiento permiten que se utilice una mayor capacidad de transmisión de respaldo en caso de una interrupción repentina. Las baterías pueden absorber el excedente de fuentes renovables en pocos segundos y descargarse sucesivamente para compensar la escasez de suministro.

Los sistemas de almacenamiento utilizados como líneas eléctricas virtuales, “virtual power line” (VPL), integran la infraestructura ya existente. Representan una alternativa técnica sólida y válida; además de financieramente viable para reforzar la red eléctrica donde se necesita una capacidad adicional.

En algunos proyectos, llamados refuerzos de red a gran escala, los sistemas de almacenamiento permiten a los operadores de red de operar las líneas existentes más cerca de las estaciones térmicas, así como aliviar la congestión causada por el aumento de la generación renovable en otros puntos.

Esto ayudaría a reducir los costos asociados con la expansión de la red, así como a los operadores a ofrecer servicios auxiliares adicionales.

4.3.5. Aplicación del BESS como líneas de transmisión virtual - FR

La instalación del sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 32MW/98MWh instaladas en las localidades de Vingeanne, Bellac y Ventavon (Francia), es un proyecto experimental en Francia que despliega sistemas de almacenamiento de energía a escala de red para aliviar la congestión en la red del operador de transmisión francés “Réseau de Transport d'Électricité” (RTE). El proyecto inicializará sus operaciones comerciales a partir del 2023.

Las líneas eléctricas virtuales, “Virtual Power Lines” (VPL) son una nueva e innovadora implementación de capacidades de almacenamiento de energía.

El concepto de las líneas virtuales consiste en conectar dos BESS iguales en ambos extremos de una línea de transmisión. Durante la fase de operación normal, el sistema de almacenamiento podría ayudar al TSO a equilibrar el sistema, pero en aquellos momentos en los que se espera que la línea supere su capacidad debido a la cantidad de demanda, por ejemplo, el BESS ubicado en las proximidades de los generadores debe absorber el

exceso de energía mientras el más cercano a las cargas entregará la potencia, evitando la congestión de la línea y suministrando la demanda esperada a través de la línea.

Las partes interesadas son Total (10MW/30,8MWh), Nidec ASI (12MW/37MWh) y Blue Solutions (10MW/30,2MWh), que lideran sus proyectos para desplegar un total de 32MW/98MWh de almacenamiento de energía en el Proyecto RINGO de RTE. Son tres sistemas ubicados estratégicamente en el territorio francés.

RTE quiere probar las baterías como líneas virtuales. Es una nueva forma de transportar la electricidad virtualmente, porque si se carga una batería en un punto y descargas en otro punto, es como si se estuviera transportando la electricidad.

Esencialmente, la utilización de las líneas de transmisión se puede duplicar agregando una batería junto con la redundancia N-1 que puede integrarse en cualquier red, es decir, si una línea falla, se puede usar una línea adicional, la N-1, en su lugar.

En vez de invertir en la construcción de una línea de transmisión adicional con cientos de kilómetros a través del país, se puede considerar la posibilidad de aliviar la línea con baterías proporcionando contingencia.

RTE está experimentando cómo podrían controlar la gestión de restricciones de transmisión o la gestión de la congestión a nivel del sistema de transmisión. Tratándose de proyectos piloto, podemos observar que los sistemas de almacenamientos son pequeños para los sistemas de transmisión. Se están utilizando sistemas de casi 10MW con 30MWh cada uno.

Por el momento en Europa, los operadores de redes de transmisión o distribución no pueden poseer activos de almacenamiento de energía. Varios TSO están instalando proyectos experimentales o piloto como este.

4.3.6. Aplicación del BESS como refuerzo de la red de transmisión

La instalación del sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 45MW/45MWh instalado en la localidad Barranquilla (Colombia), es un proyecto para fortalecer la red de transmisión de electricidad en el departamento del Atlántico en el norte de Colombia y apoyará los esfuerzos del gobierno para prevenir futuros déficits de suministro. También apoyará a una mayor penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico colombiano al mejorar la confiabilidad de las fuentes de energía intermitentes. El proyecto inicializará sus operaciones comerciales a partir del 2023.

Los sistemas de almacenamiento se aprecian como un complemento al desarrollo de energías renovables en el Caribe Colombiano y en todo el país por ser sistemas multiservicios que pueden proveer diferentes soluciones a la red para brindar flexibilidad, confiabilidad y calidad. El presente proyecto debe contribuir a reforzar la red de transporte de electricidad en el departamento del Atlántico, en el norte de Colombia, y a evitar futuros déficits de suministro.

La adjudicación del sistema de almacenamiento de energía con baterías en la ciudad de Barranquilla fue un hito para la transición energética en Colombia, asegurando la entrada

de tecnologías disruptivas, eficientes, limpias y competitivas para garantizar la seguridad de la operación, la flexibilidad y la resiliencia del sistema de transmisión regional en la Costa Atlántica colombiana.

El reto que sigue para la regulación en Colombia, como ha sucedido en otros mercados, es ampliar el ámbito de aplicación de la tecnología de almacenamiento para que los servicios puedan prestarse en diferentes puntos de la red, como, por ejemplo, cerca de los centros de consumo, para brindar soluciones más eficientes al sistema eléctrico de potencia y mayores beneficios a los consumidores de energía.

4.3.7. Aplicación del BESS para la gestión de restricciones

La instalación del sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 50MW/100MWh instalada en la localidad de Wishaw (Escocia), es un proyecto que comenzará a operar a fines del 2022. El sistema de almacenamiento se utilizará como parte del proyecto Pionero de Gestión de Restricciones de National Grid ESO, que busca de asegurar el suministro de energía para Glasgow y la región circundante. Se espera que permita que 640 GWh más de generación renovable viajen de norte a sur en los próximos 15 años.

Zenobé ha comenzado la construcción de su activo de almacenamiento de baterías de 50MW/100MWh para conectarse directamente al sistema de transmisión en Escocia y garantizar el suministro seguro de energía a medida que el país avanza hacia una energía renovable casi total en la próxima década.

El sitio permitirá que 640GWh de generación renovable viajen de norte a sur en los próximos 15 años, entregando energía limpia y segura a un menor costo para los consumidores.

Este sistema de almacenamiento forma parte del proyecto Pionero de Gestión de Restricciones de National Grid ESO, un esquema establecido para asegurar el suministro de energía para Glasgow y los alrededores de la región. Será el primero en Escocia en aliviar las restricciones directamente de la red de transmisión, ayudando a reducir los precios de la energía para los consumidores finales y acelerar la adopción de energía renovable en el país.

El proyecto en Wishaw, cerca de Glasgow, es un paso significativo para Escocia a medida que avanza hacia su objetivo de cero emisiones netas para 2045, uno de los más ambiciosos del mundo. En los próximos 15 años, el sitio permitirá que 640GWh más de generación renovable viajen de norte a sur y se pronostica que eliminará 450,000 toneladas de CO₂ de la atmósfera, equivalente a la cantidad que se eliminaría plantando 7,500 acres de nuevo bosque europeo de hoja ancha o sacando 18,000 automóviles diesel y gasolina de la carretera.

La batería se utilizará como parte del proyecto Pionero de Gestión de Restricciones de National Grid ESO, ayudando a aumentar la capacidad de transmisión para la región. Esto la convierte en la primera batería en el Reino Unido en actuar como una herramienta de flexibilidad para gestionar las restricciones.

El proyecto en Wishaw utilizará el producto Gridstack altamente configurable con controles inteligentes a bordo que están diseñados para las aplicaciones y servicios de red más exigentes del mercado. Con el sistema de 50MW desplegado en menos de un año, Escocia podrá beneficiarse de la adición de capacidad de bajo costo y cero emisiones en el corto plazo, mientras avanza hacia su objetivo de cero emisiones netas para 2045.

4.3.8. Aplicación del BESS como presa virtual

La instalación del sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 10MW/50MWh instalada en la localidad de San José del Maipó (Chile), es un proyecto original en el cual el BESS funciona como una presa virtual, ayuda a los operadores de la red a optimizar el despacho, ampliar los ingresos por capacidad, proporcionar servicios auxiliares adicionales y convertir los flujos de riego en capacidad de potencia máxima.

El sistema de almacenamiento de 10MW/50MWh acompaña a la central hidroeléctrica de pasada de 178MW, constituyéndose un embalse virtual.

Es el primer proyecto de almacenamiento de energía con un banco de baterías de ion litio instalado en una central hidroeléctrica de pasada.

El sistema de almacenamiento es capaz de almacenar la electricidad producida a partir de la generación hidroeléctrica sin necesidad de construir una presa o hacer uso de un depósito de agua, creando en su lugar una "presa virtual" que puede entregar 10MW de energía durante 5 horas.

Se trata del proyecto embalse virtual "Virtual DAM", de AES Gener, que funciona desde el 2020 en la central hidráulica Alfalfal I, de 178MW, ubicada en la comuna de San José de Maipo, con el propósito de inyectar electricidad al sistema eléctrico en las horas de mayor demanda.

Los operadores señalan que el almacenamiento de energía desempeñará un papel clave en la aceleración de la transición energética y en garantizar la resiliencia de la red en los futuros modelos de negocio de energía aportando los mismos beneficios de un embalse, pero con significativamente menos desafíos sociales y ambientales.

4.3.9. Aplicación del BESS para estabilizar la red con regulación de frecuencia y tensión

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías de iones de litio de 90MW/138MWh, instalado en las localidades de Herne, Lünen, Duisburg-Walsum, Bexbach, Fenne y Weiher (Alemania), darán un aporte para estabilizar la red eléctrica de Alemania cuando hay un desajuste entre la generación de energía y la carga. Los BESS han inicializado sus operaciones comerciales desde el 2016.

La empresa de servicios públicos alemana Steag ha instalado seis sistemas de almacenamiento "plug-and-play" de 15MW/23MWh cada uno, para ayudar a estabilizar la red del país a través de la regulación/control de frecuencia y de la tensión.

Como las demás empresas eléctricas, Steag Energy Services busca de incrementar la introducción de las fuentes de energía renovable a la red eléctrica nacional. Debido a la naturaleza intermitente de la energía solar, eólica y otras fuentes renovables, la empresa de servicios públicos almacena el exceso de generación para llenar los valles, evitando las variaciones en la carga. Con la introducción de los sistemas de almacenamiento de energía desea lograr sus objetivos de estabilización y confiabilidad de su red eléctrica.

Un sistema de almacenamiento de energía de batería permite que una empresa de servicios públicos equilibre la generación renovable para que los recursos de energía almacenados locales puedan aprovecharse de acuerdo con la demanda eléctrica regional.

A través de la regulación de frecuencia y el control de la tensión, estos sistemas pueden ayudar a mitigar la amenaza de interrupciones del servicio eléctrico en áreas de carga crítica mientras mejoran la calidad de la energía y la estabilidad de la red.

Otro aspecto fundamental que no se olvidar, es el relacionado con las reducciones de las emisiones de óxido de nitrógeno, dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero al ahorrar combustibles fósiles.

4.3.10. Aplicación de FB con FRNC

El sistema de almacenamiento basado en baterías de flujo redox de 6,5MW/40MWh, que será instalada en Alberta (Canadá) en el 2023, almacenará la energía renovable generada por el parque fotovoltaico existente y la entregará en las horas de máxima demanda.

Proyecto Solar Saddlebrook de TC Energy será una instalación de un sistema solar con 81MW y una batería de flujo suministrada por Lockheed Martin, con una salida de 6,5MW y una capacidad de 40MWh, lo que permitirá que la energía solar almacenada se envíe a la red en las horas pico.

Todas las aprobaciones regulatorias y permisos para el proyecto han sido aprobados y TC Energy ha programado que la construcción se complete durante el próximo año. La solución propuesta, será uno de los primeros despliegues del nuevo producto de Lockheed Martin, llamado Gridstar Flow.

La corporación provincial, sin fines de lucro, Emissions Reduction Alberta está apoyando el proyecto con sus fondos. Parte del dinero de reducción de emisiones de Alberta proviene de tributos pagadas por grupos industriales para compensar en parte sus actividades emisoras de gases de efecto invernadero y hasta la fecha se ha prometido apoyo para más de 100 proyectos.

4.3.11. Aplicación de FB para el almacenamiento de larga duración

El sistema de almacenamiento basado en baterías de flujo redox de vanadio de 2MW/8MWh, que será instalada en Hawker (Australia) en el 2023. La primera batería de flujo de vanadio a escala de servicios públicos de Australia se construirá en el sur de Australia y demostrará el potencial de la tecnología para proporcionar servicios auxiliares

de control de energía y frecuencia para la red nacional. La VRFB, en el mercado de almacenamiento de energía de larga duración, tiene como objetivo reducir las emisiones.

El objetivo del proyecto piloto en el mercado de almacenamiento de energía de larga duración, con un sistema VRFB de 2MW/8MWh ubicado en una matriz solar fotovoltaica de 6 MW, es desarrollar un nuevo VRFB para el mercado australiano para satisfacer la necesidad de energía, baja en carbono, 24/7 en Australia. Actualmente, Australia tiene como objetivo el almacenamiento de energía con una duración superior a las cuatro horas para permitir la descarbonización de sus operaciones.

Las nuevas unidades serán probadas en varios sitios con una variedad de condiciones climáticas australianas duras y complejas. El objetivo es apoyar predominantemente los sistemas de microrredes industriales y comerciales donde los clientes buscan mejorar su generación renovable con almacenamiento de energía de larga duración (más de 4 horas) para descarbonizar su suministro de energía y contribuir a los objetivos australianos de descarbonización.

4.3.12. Aplicación de FB para el almacenamiento de larga duración

El sistema de almacenamiento basado en baterías de flujo de hierro de 200MW/2GWh, que será instalada en California (EE.UU.) en el 2023, será instalada para el mercado de almacenamiento de energía de larga duración, y con el objetivo además de reducir las emisiones de carbono.

Una empresa de servicios públicos de California (SMUD) utilizará baterías de flujo de hierro de ESS (200MW/2GWh) para el almacenamiento de energía a largo plazo de hasta 12 horas de duración. La empresa de servicios públicos planea ser un proveedor de energía de cero emisiones para 2030, uno de los planes de reducción de carbono más agresivos de la industria y 15 años antes del objetivo establecido por el estado de California.

ESS entregará los sistemas de almacenamiento de energía sea a escala comercial que a escala de red a partir del 2023.

Actualmente, ESS es el único fabricante de baterías de flujo con electrolito de hierro y agua salada no tóxico y no inflamable. Por lo que resulta difícil hacer comparaciones. Además, estos proyectos están en fases de construcción. ESS sostiene que los sistemas de baterías de flujo de hierro son más seguras respecto a las baterías de iones de litio.

Las tecnologías de baterías de larga duración permiten anticipar los objetivos de descarbonización, integrando los recursos de energía renovable gestionables y aumentando la resiliencia de la red, con amplios beneficios a las comunidades.

El almacenamiento de larga duración permite apoyar la participación en los mercados para la regulación de frecuencias y otros servicios auxiliares. A medida que los mercados evolucionan, el almacenamiento de larga duración puede ofrecer reservas y capacidad. Por ejemplo, se cumpliría con la regla de las 10 horas que PJM que requiere a los recursos de duración limitada para proporcionar una capacidad declarada de hasta 10 horas continuas.

El almacenamiento también podría usarse para el arranque en negro.

4.3.13. Aplicación de FB con FRNC para el almacenamiento de larga duración

El sistema de almacenamiento basado en baterías de flujo de hierro de 1,5MW/8,5MWh, que será instalada en (España) en el 2023, será instalado para apoyar un parque solar.

ESS entregará a Enel 17 sistemas de baterías de flujo de hierro (8,5MWh) con el sistema Energy Warehouse de ESS que utiliza hierro, sal y agua para el electrolito, lo que da como resultado una solución de almacenamiento de energía de larga duración y respetuosa con el medio ambiente. Estas instalaciones se agregan a un parque solar de Enel Green Power en España.

Cada una de las 17 unidades de almacenamiento de energía tiene entre 50kW y 90kW de potencia máxima, entre 400kWh y 600kWh de capacidad y se puede configurar para proporcionar entre cuatro y 12 horas de duración de almacenamiento de energía.

4.3.14. Aplicación de VRFB con FRNC para el suavizado de picos con almacenamiento de larga duración

El sistema de almacenamiento basado en baterías de flujo de 100MW/400MWh es la primera fase de un proyecto de almacenamiento de larga duración que prevé un total de 200MW/800MWh, ha sido instalado en Dalian, (China) en el 2022 con el objetivo de apoyar el suavizado de picos de la generación de energía eólica y solar. Compensando valles, facilitará el uso de la energía renovable, que son fundamentales para obtener en China el objetivo de neutralidad de carbono. Esta instalación ayudará a los sistemas de energía a regular la tensión y la capacidad de respuesta necesarias después del acceso a gran escala a la red eléctrica. Esta tecnología puede funcionar sea con la energía térmica, energía nuclear u otras fuentes de energía, proporcionando el suavizado o regulación de picos y la regulación de frecuencia en los sistemas de energía, mejorando su flexibilidad.

Por lo tanto, el excedente de las fuentes de energía renovables se utilizará para cargar las baterías de vanadio de la larga duración mediante la conversión de energía eléctrica en energía química almacenada en las baterías. Sucesivamente, durante el pico de carga de la red, la energía química almacenada se convertirá de nuevo en energía eléctrica y se transmitirá a la red. La conversión de energía eléctrica y hacia energía química y viceversa, a través de las reacciones redox de iones en los electrolitos positivos y negativos, permite el almacenamiento a gran escala y sucesivamente la liberación de energía eléctrica hacia la carga.

4.3.15. Aplicación del BESS con FRNC para gestionar excesos de producción

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 112MW/560MWh, instalado en Antofagasta (Chile), apoyará el recorte solar con almacenamiento. Este caso de uso permite a los operadores de la red proporcionar una capacidad flexible al absorber el exceso de energía generada para luego descargarla en las horas de máxima demanda. El BESS ha inicializado sus operaciones comerciales desde el 2022.

La combinación de energía solar con almacenamiento permite a los prosumidores de ofrecer servicios de red que no serían posibles con la planta solar independiente. El sistema de almacenamiento ha sido instalado en una planta solar de 180MW de AES Gener, Andes Solar IIB, en la región de Antofagasta en Chile. El sistema de almacenamiento permitirá inyectar la energía solar almacenada a la red durante las horas nocturnas por casi 5 horas.

En esta aplicación el apoyo regulatorio es vital y necesario para acelerar el despliegue de los sistemas híbridos de energía solar e/o eólica con almacenamiento. En algunos países es obligatorio que cada proyecto de energía renovable como solar o eólica tenga una capacidad de 4 horas de almacenamiento. Aplicación del BESS con FRNC para aumentar la estabilidad y servicios de red

4.3.16. Aplicación del BESS con FRNC para gestionar servicio EFR

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 10MW/7,2MWh, instalado en Blackburn Meadows (Inglaterra). El almacenamiento de la batería instalada, permite hacer un mejor uso de sus fuentes de energía renovables, aumentando la proporción de energía renovables en la red y mejorando la seguridad del suministro. Allandando el camino para otros proyectos EFR en el Reino Unido para cumplir con los requisitos de EFR. El BESS ha inicializado sus operaciones comerciales desde el 2017.

El Reino Unido ha comenzado a sustituir la generación de energía basada en carbón con fuentes de energía renovables como la energía eólica y fotovoltaica. Estas sustituciones han provocado cambios en la red, la cual es más vulnerable a las variaciones repentinas en la generación o el consumo de energía. Para hacer frente a los excedentes o déficits repentinos en el suministro y brindar estabilidad a la red, las empresas de servicios públicos se apoyan a los sistemas de almacenamientos en modo de poder alcanzar la producción o el consumo total en menos de un segundo.

National Grid, el operador de la red del Reino Unido ha activado el servicio de respuesta de frecuencia mejorada (EFR), de forma voluntaria.

E.ON UK, compañía de energía británica, decidió utilizar los sistemas de almacenamiento para construir un EFR de 10MW en su planta de energía de biomasa Blackburn Meadows e integrarlo con el sistema de administración de energía de la planta original.

Las partes que participan en el suministro de esta reserva están obligadas a poner a disposición la potencia reglamentaria necesaria en un plazo extremadamente breve de tiempo, 1 segundo desde la ocurrencia de la variación de frecuencia (con la obligación de identificar la perturbación dentro de los primeros 500ms).

El sistema debe ser capaz de entregar la potencia de regulación nominal para una duración no inferior a 15min. Este servicio complementario se asigna generalmente a través de subastas.

La batería de Blackburn Meadows ganó la licitación de respuesta de frecuencia mejorada (EFR) de National Grid para ofrecer tecnologías capaces de responder en menos de un segundo en momentos de suministro excesivo o insuficiente de energía a la red. El

suministro y la demanda de energía en la red del Reino Unido deben coincidir estrechamente en tiempo real para mantener una frecuencia segura para que las cargas funcionen correctamente.

4.3.17. Aplicación del BESS con FRNC para proporcionar una mayor estabilidad

El sistema de almacenamiento de rápida acción basado en baterías de iones de litio de 19MW/38MWh, instalado en Aghada (Irlanda), ayudará a proporcionar estabilidad a la red e integrar más recursos renovables en el sistema eléctrico de Irlanda. El BESS ha inicializado sus operaciones comerciales desde el 2022.

La empresa eléctrica estatal irlandesa ESB ha inaugurado este año un sistema de almacenamiento de energía de batería de 19MW/38MWh en Aghada, Condado de Cork. La instalación está ubicada en el mismo sitio de la planta de gas Aghada de 708MW. El BESS, de acción rápida, ayudará a proporcionar una mayor estabilidad a la red e a integrar recursos renovables en el sistema eléctrico de Irlanda. Para el proyecto, se han realizado con los productos Gridstack de Fluence, que pueden responder en 150 milisegundos y proporcionar hasta dos horas de descarga hacia la red a plena potencia.

Este proyecto, representa la primera fase de un total de 308MWh distribuidos en cuatro proyectos. El sucesivo BESS de 60MWh instalado en Inchicore, Dublín, también entrará en funcionamiento este año, mientras que los proyectos en Poolbeg y South Wall se completarán a principios de 2023.

Estos proyectos ayudarán a Irlanda a alcanzar su objetivo de generación de electricidad renovable para 2030 del 80%, y a ESB en su estrategia de Net Zero para 2040. También contribuirán para obtener a una red eléctrica estable y más limpia

4.3.18. Aplicación del BESS con FRNC para servicios de red

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 11,7MW/34MWh, ha sido instalado en Merseburg (Alemania). El sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de 11,7MW/34MWh instalado en el parque solar, se ha adjudicado un contrato en el marco de la licitación de innovación. Los proyectos que combinan la energía solar fotovoltaica con otro activo de energía renovable como los sistemas de almacenamiento han tenido preferencias en las últimas licitaciones. Los proyectos adjudicatarios reciben una prima fija por kWh de energía despachada a la red. El BESS iniciará sus operaciones comerciales desde el 2023.

Fluence en colaboración con la empresa de servicios públicos Münch Energie han instalado un sistema de almacenamiento utilizando los componentes Gridstack de Fluence. El proyecto será ubicado conjuntamente con una planta solar de 34MW, en Merseburg.

Los dos activos compartirán una conexión a la red y se conectarán directamente a la red eléctrica a través de una estación transformadora especialmente construida, lo que

permitirá a Münch Energie participar en el mercado secundario de reserva (aFRR), un mercado de servicios auxiliares relativamente nuevo en Europa Occidental.

El proyecto fue uno de los ganadores en la licitación de innovación emitida por la agencia federal alemana de redes. El regulador del mercado planea otorgar contratos, hasta alcanzar los 4GWh entro el 2028, a los desarrolladores de sistemas de almacenamiento de energía distribuida en el marco de las licitaciones de innovación; con el objetivo de acelerar la transición energética, utilizando el almacenamiento inteligente de energía para aumentar la participación en las energías renovables, reduciendo la dependencia del país de la generación basada en gas natural y asegurando electricidad asequible para los usuarios de energía.

Servicios como aFRR continuarán siendo un importante impulsor de los ingresos para los proyectos de almacenamiento de baterías a escala de red.

4.3.19. Aplicación del BESS con FRNC para aumentar la estabilidad y gestionar excesos de producción

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 150MW/194MWh, ha sido instalado en Mid North de Australia del Sur (Australia). El sistema Tesla Powerpack se carga con energía renovable y entrega su electricidad durante las horas de

pico para ayudar a mantener el funcionamiento confiable de la infraestructura eléctrica de Australia Meridional. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2020.

Hornsedale Power Reserve (HPR) es un sistema de almacenamiento de energía conectado a la red de 150MW/194MWh propiedad de Neoen ubicado junto con el parque eólico de Hornsdale en la región Mid North de Australia del Sur, también propiedad de Neoen.

Con el empleo de la nueva reserva de energía se han ahorrado millones de dólares en costos, principalmente con la eliminación de un servicio auxiliar de control de frecuencia de 35MW que era alimentado con combustible. Además de los ahorros provenientes del papel del sistema de almacenamiento en los mercados de frecuencia y control auxiliar.

El Gobierno de Australia Meridional ha reservado oficialmente unos 70MW de capacidad HPR de los que puede disponer en situaciones de emergencia. Esta solución puede proporcionar energía para evitar apagones por deslastre de carga y brindar servicios de seguridad del sistema a la red de energía.

La capacidad restante está disponible para que Neoen participe en el mercado.

Se contratan al gobierno 70MW que funcionan durante 10 minutos (11,7MWh) para brindar estabilidad a la red (servicios de red) y evitar apagones por deslastre de carga mientras otros generadores se encienden en caso de una repentina caída u otros problemas de red. Este servicio redujo el costo de los servicios de red para el operador del mercado energético australiano en un 90 % en sus primeros 4 meses de funcionamiento.

Neoen utiliza 30MW durante 3 horas (90MWh) para la gestión de carga para almacenar energía cuando los precios son bajos y las vende cuando la demanda es más alta.

4.3.20. Aplicación del BESS con FRNC para servicios de regulación de frecuencia

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 3MW/1,5MWh, ha sido instalado en Usulután (El Salvador). El sistema presta servicios de regulación de frecuencia, requeridos por la normativa. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2020.

La empresa francesa Neoen, ha integrado el sistema de almacenamiento a las plantas fotovoltaicas de Albireo 1 y Albireo 2, con una capacidad instalada total de 140MWp.

El almacenamiento en la planta fotovoltaica basado en un sistema de almacenamiento de energía de batería de 3MW/1,5MWh garantizado, a fin de cumplir el código de redes eléctricas de El Salvador que contempla un servicio de reserva primaria de 3% para reglamentación primaria.

4.3.21. Aplicación del BESS con FRNC para estabilizar la red

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 9MW/9MWh, ha sido instalado en Joux-la-Ville (Francia). El sistema de almacenamiento tiene como misión contribuir a la estabilidad de la red local y ayudar a mantener la seguridad del suministro de la red. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2022.

Innergex pone en marcha el sistema de almacenamiento independiente cerca de dos los parques eólicos de Innergex existentes: Yonne de 44MW y Yonne II de 6,9MW.

El BESS contribuirá a la estabilidad de la red local y ayudará a mantener la seguridad del suministro. Innergex obtuvo un contrato de capacidad de 7 años que ofrece un precio fijo del operador de red francés Réseau de Transport d'Électricité (RTE). En los momentos en los cuales RTE no le solicite servicios hacia el sistema, Innergex podrá usar el activo para participar en otras oportunidades de mercado generadoras de ingresos, por lo tanto, la instalación generará ingresos adicionales que variarán según los precios de energía vigentes.

A diferencia del Reino Unido, donde los operadores de baterías pueden acceder a varias fuentes de ingresos diferentes, las baterías en Francia básicamente solo pueden acceder a dos.

Uno de ellos son los ingresos contratados a largo plazo para la participación en el mercado de capacidad y el otro es la reserva europea de control de frecuencias (FCR), también conocida como mercado de servicios auxiliares de reserva de control primario (PCR). Sin embargo, una tercera fuente de ingresos, reserva secundaria o reserva automatizada de restauración de frecuencia (aFRR) está en proceso de apertura.

La introducción de aFRR ya estaba programada para suceder en Francia a fines del año pasado, pero la crisis en curso por el aumento de los precios de la electricidad en el país llevó a los reguladores a ponerle una pausa. Se espera que en los próximos meses en Francia y su introducción se escalonará en los diversos mercados europeos para 2025 en

coordinación con los reguladores de cada territorio, los operadores de red y otras partes interesadas principales.

4.3.22. Aplicación del BESS para estabilizar la red

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 25MW/32MWh, ha sido instalado en Ruien (Bélgica), en el sitio de la antigua central eléctrica de carbón de 800MW actualmente en proceso de remodelación posterior al desmantelamiento, dando paso al futuro hacia la descarbonización. El BESS tiene como objetivo brindar servicios auxiliares a los operadores de red europeos (TSO). Se espera que el sistema de almacenamiento contribuya a una mayor integración de las fuentes de energía renovable en Bélgica. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2022.

Con la integración de las energías renovables, el desequilibrio entre la generación instantánea y el consumo instantáneo en la red es cada vez mayor. Para eliminar este desequilibrio, el excedente temporal debe almacenarse. Para eliminar este desequilibrio entre la generación instantánea de las energías renovables y el consumo instantáneo, el excedente temporal debe poder almacenarse o ponerse a disposición rápidamente. Un sistema de almacenamiento con tecnología de batería es ideal para esta tarea. Ruien Energy Storage tiene como objetivo proporcionar servicios de apoyo a los operadores de red europeos (TSO) y ofrecer servicios de energía más localizados.

4.3.23. Aplicación del BESS para servicios de regulación de frecuencia rápida

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 7MW/3,9MWh, ha sido instalado en Zipaquirá (Colombia). Con este sistema de almacenamiento se podrá para mejorar el desempeño de la central térmica Termozipa y maximizar su entrega de electricidad. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2021.

Con este sistema de almacenamiento se podrá prestar servicios de regulación de frecuencia rápida de forma autónoma al sistema, con un adecuado marco regulatorio.

De acuerdo con la ley colombiana, las plantas de generación de más de 20MW deben reservar un 3% de su capacidad para, en el momento en que se necesite, enviarla al sistema eléctrico nacional con el objeto de hacer regulación primaria de frecuencia.

Sin embargo, con un sistema BESS, la central Termozipa podrá operar al 100% de su capacidad, dado que con el sistema de almacenamiento incorporado se puede liberar el 3% de capacidad de la Central que se destina para este servicio.

Además, cuando el nivel de los embalses baja por altas temperaturas, verano o sequía, gracias al sistema BESS, las cuatro unidades de la central Termozipa podrán funcionar sin problema y entregar los 7MV adicionales al sistema eléctrico nacional.

4.3.24. Aplicación del BESS para servicios de regulación de frecuencia

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 25MW/12,5MWh, ha sido instalado en Tynemouth (Reino Unido). El Reino Unido es uno de los mercados más

avanzados del mundo para los sistemas de almacenamiento de baterías a escala de servicios públicos y uno de los primeros en haber establecido una licitación de regulación de frecuencias muy adecuada para proyectos de almacenamiento de baterías independientes. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2018.

Ubicado en el distrito metropolitano de North Tyneside, cerca de Newcastle, en el Reino Unido, el sistema de almacenamiento de energía de batería independiente está respaldado por un contrato de respuesta de frecuencia de cuatro años con National Grid (TSO del Reino Unido), en virtud del cual ofrecerá servicios de equilibrio a la red.

El proyecto participará en las licitaciones de servicios auxiliares de equilibrio de la red y mercado de capacidad. El país ofrece varias oportunidades de flujo de ingresos, incluidos los esquemas de remuneración regulados y de mercado. Esto ha dado lugar a un rápido despliegue de BESS en todo el Reino Unido en los últimos tres años, con diferentes proyectos de almacenamiento que han ganado un contrato EFR y también se han dirigido a diferentes esquemas de mercado de servicios auxiliares.

El mercado eléctrico del Reino Unido ha experimentado el cierre gradual de unidades de generación térmica convencionales durante los últimos años, mientras que se han conectado gran cantidad de energías renovables intermitentes, reduciendo la inercia del sistema incorporado.

En las primeras licitaciones, el servicio más rápido de National Grid fue el Firm Frequency Response (FFR), con tiempos de respuesta para FFR primaria y secundaria de 10 segundos y 30 segundos respectivamente. El despliegue de EFR, con un tiempo de respuesta inferior a un segundo, ha proporcionado a NG un mayor control sobre las desviaciones de frecuencia, lo que resulta en un ahorro de costos para el sistema.

Los sistemas de almacenamiento de energía de baterías proporcionan una solución para servicios flexibles y rápidos para garantizar la estabilidad de los sistemas de energía eléctrica, mientras que, cuando se acoplan a las centrales eléctricas existentes, permiten una optimización del rendimiento y un aumento en la flexibilidad de la planta.

El mercado BESS a escala de servicios públicos muestra un gran potencial de crecimiento, por lo que Enel está desarrollando una cartera de proyectos de este tipo en algunos de los países más prometedores del sector en todo el mundo.

4.3.25. Aplicación del BESS para estabilizar la red con regulación de frecuencia y tensión

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 90MW/138MWh, ha sido instalado en las localidades de Herne, Lünen, Duisburg-Walsum, Bexbach, Fenne y Weiher (Alemania). Sistemas de almacenamiento para estabilizar la red eléctrica de Alemania cuando hay un desajuste entre la generación de energía y la carga. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2016.

La empresa de servicios públicos alemana Steag han instalado un sistema de almacenamiento de energía de 90MW en Alemania. El proyecto consta de seis sistemas de almacenamiento de 15MW/23MWh cada uno.

Los sistemas de almacenamiento ayudan a estabilizar la red del país a través de la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Al igual que otras empresas eléctricas, Steag Energy Services busca aumentar la contribución de las fuentes de energía renovable a la red eléctrica de Alemania. Debido a la naturaleza intermitente de la energía solar, eólica y otras fuentes renovables, la empresa de servicios públicos buscaba una forma confiable de almacenar el exceso de generación para “llenar los huecos” y evitar variaciones en la carga. La solución fue el uso del almacenamiento de energía que le ayudaría a lograr sus objetivos de estabilización y confiabilidad de la red eléctrica.

Un sistema de almacenamiento de energía de batería permite que una empresa de servicios públicos equilibre la generación renovable para que los recursos de energía almacenados locales puedan aprovecharse de acuerdo con la demanda eléctrica regional.

A través de la regulación de frecuencia y el control de voltaje, estos sistemas pueden ayudar a mitigar la amenaza de interrupciones del servicio eléctrico en áreas de carga crítica mientras mejoran la calidad de la energía y la estabilidad de la red, además de reducir las emisiones de óxido de nitrógeno, dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero al ahorrar combustibles fósiles.

4.3.26. Aplicación del BESS para aportar en picos de demanda y servicios de reserva

El sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 25MW/25MWh, ha sido instalado en la localidad Carling (Francia); las baterías proporcionarán capacidad para ayudar a gestionar los períodos de máxima demanda y prestar servicios auxiliares, incluida la reserva de control primario al operador de red francés RTE. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2021.

El proyecto está ubicado en la refinería de Total Energies, beneficiándose del terreno existente, de las conexiones a la red y de la experiencia operativa local, proporcionando una combinación de servicios auxiliares y servicios de mercado de capacidad hacia RTE, siendo la regulación primaria de frecuencias, también conocida como reserva de contención de frecuencias o reserva de control primario, el principal servicio de red auxiliar.

Francia también comparte mercados comunes de regulación de frecuencias con gran parte de Europa y algunos de estos, en particular la recientemente introducida Reserva automatizada de Restauración de Frecuencia (aFRR), se consideran importantes fuentes de ingresos que podrían acumularse para promover el caso de negocio para el almacenamiento de baterías en el continente.

4.3.27. Aplicación del BESS para estabilizar la red mediante regulación de frecuencia

Los sistemas de almacenamiento basado en baterías de iones de litio de 10MW/5MWh, han sido instalados en las localidades de Andres y Los Mina DPP (República Dominicana) con el objetivo de contribuir a mejorar la eficiencia y la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), mediante la regulación de frecuencia primaria de las unidades de generación eléctricas conectadas al sistema eléctrico. El BESS ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2017.

AES Dominicana instaló un sistema de almacenamiento de energía utilizando baterías que equivalen aproximadamente al 3% de la capacidad instalada de generación para la unidad de AES DPP. Tiene una autonomía de regulación de 30 minutos, y está diseñado de forma modular de 4 núcleos de 2.5MW cada uno y la posibilidad de aumentar la capacidad del sistema.

AES ha puesto en funcionamiento 20MW de sistemas de baterías de almacenamiento en dos localidades de la República Dominicana, Andres y Los Mina DPP, con el fin de evitar la caída de la red eléctrica durante eventos atmosféricos. Cada sistema tiene una potencia de 10MW y han sido suministrados por AES Energy Storage. Son los primeros de su tipo en Centroamérica y el Caribe. Se ubican en la región de Santo Domingo, y contribuyen a mejorar la eficiencia y la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.

El sistema de almacenamiento brinda un control de frecuencia rápida y precisa a la red dominicana, equilibrando las variaciones segundo a segundo entre la electricidad consumida y producida.

Al añadir almacenamiento de energía, en lugar de utilizar las plantas termoeléctricas existentes para mantener la frecuencia, el operador de la red dominicana puede permitir que las plantas de energía de la isla funcionen en su nivel de eficiencia más adecuado, mientras que los sistemas de baterías absorben y descargan energía en la red según se requiera.

Los 20MW de almacenamiento de energía de AES ofrecen una respuesta rápida que de otra manera deberían ser proporcionados por una planta termoeléctrica tradicional tres veces más grande.

4.3.28. Aplicación del PHES para estabilizar la red y reducir las emisiones de CO2

El sistema de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo de 1158MW/40000GWh, ubicada en el Río Tâmegaun, afluente del Duero localizado en el norte de Portugal, cerca de Oporto (Portugal), comprende las presas y las centrales de Alto Tâmega, Daivões y Gouvães Tâmega. Las tres centrales aportan un aumento del 6% de la potencia eléctrica instalada en Portugal. La instalación de Tâmega permitirá la reducción de emisiones de más de 1 millón de toneladas de CO2 anuales y diversificará las fuentes de producción, evitando la

importación de más de 160000 toneladas de petróleo al año. El sistema de almacenamiento ha iniciado parte de sus operaciones comerciales en el 2022 (Gouvães y Daivões), mientras que Alto Tâmega estará operativa en la primavera de 2024.

Iberdrola puso en marcha parte del complejo de Tâmega de 1158MW, con una producción de 1766GWh al año. Esta obra representa el mayor proyecto de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo en Portugal.

Las obras implicaron varios procesos de autorización, la creación del embalse de Daivões, que es el depósito inferior de la Central Hidroeléctrica de Bombeo de Gouvães de 880MW, la construcción de un puente de unos 200m de longitud y 35m de altura, la instalación de 5km de líneas eléctricas, la construcción de 7km de carreteras, y plantas para el tratamiento de las aguas residuales.

Esta central es del tipo reversible, permitiendo el almacenamiento del agua del embalse de Daivões en el de Gouvães, con más de 650metros de diferencia de cota entre ambos embalses. Bombeando energía durante el exceso de producción y recuperándola cuando sea necesaria.

Se construirán dos parques eólicos de 300 MW, permitiendo a los usuarios de consumir la energía en los periodos de mayor consumo mediante producción eólica y cuando no haya demanda en la red se alimentará el sistema de bombeo lo que contribuirá a mejorar la eficiencia del sistema eléctrico.

La compañía podrá gestionar la oferta y la demanda entre la hidroeléctrica y la eólica en función de la disponibilidad de ambos recursos, pero también de la dinámica de los precios del mercado.

4.3.29. Aplicación del CAES para estabilizar la red y reducir las emisiones de CO2

El proyecto demostrativo CAES de 100MW/400MWh se ha puesto en marcha en la localidad de Zhangjiakou (China). Actualmente resulta ser el proyecto piloto CAES más importante y eficiente instalado a nivel mundial. La central puede generar más de 132 millones de kWh de electricidad al año. El proyecto piloto se conectó a la red eléctrica nacional en Zhangjiakou, en la provincia de Henan.

El proyecto de almacenamiento avanzado CAES más grande y eficiente se ha conectado con éxito a la red de generación de energía y está listo para la operación comercial en Zhangjiakou, una ciudad en la provincia de Hebei, norte de China.

El proyecto CAES se activó después de haber desarrollado dos CAES con capacidades de 1,5MW y 10MW en 2013 y 2016, respectivamente. Este proyecto se lanzó en 2018.

El sistema utiliza recipientes artificiales de almacenamiento de aire para mejorar la densidad de almacenamiento de energía y reducir la dependencia de una gran caverna de almacenamiento de gas.

La nueva planta puede almacenar y liberar hasta 400MW con una eficiencia de diseño del sistema del 70%.

4.3.30. Aplicación del TES para aportar durante los picos de demanda

El proyecto de energía solar Crescent Dunes es una planta de energía solar concentrada localizada en las afueras de Tonopah, Nevada (EE.UU.). El proyecto incorpora un almacenamiento de energía térmica, a plena potencia, con una capacidad de almacenamiento de 10 horas por un total de 1GWh. El sistema de almacenamiento ha iniciado sus operaciones comerciales en el 2015.

La planta logra vender su energía a la empresa de servicios públicos de Nevada, NV Energy bajo un acuerdo de compra de energía (PPA) de 25 años.

La planta utiliza el calor recogido para generar vapor y accionar un generador de turbina. El receptor en Crescent Dunes calienta directamente la sal. El receptor de sales fundidas ha alcanzado una disponibilidad del 100% hasta el 2016, y los datos de rendimiento muestran que está operando un 2% por encima de su eficiencia estimada. Crescent Dunes puede operar las 24 horas del día, almacenando el exceso de energía térmica mientras brilla el sol y usándola para generar vapor toda la noche.

La planta Crescent Dunes comienza a generar energía en torno a las 10 A.M. A mediodía alcanza su potencia máxima y permanece en estas condiciones hasta las 10 P.M. según los términos de su PPA, el cual exige desde las 12 hasta las 14 horas de generación al día. Esto permite a NV Energy a satisfacer el pico de demanda máxima durante la noche.

4.3.31. Observaciones sobre los casos de uso

Las instalaciones nacionales e internacionales presentadas precedentemente nos permiten observar los servicios proporcionados por los sistemas de almacenamiento en distintas áreas geográficas y para distintas necesidades de las estructuras de generación, transmisión y distribución. Las principales tecnologías utilizadas por su madurez y por su factibilidad técnica se vieron acompañadas de importantes cambios de mercado, de marco regulador y actualización del código de red.

Como consecuencia a la investigación realizada en este informe, se recomienda enfocarse en las tecnologías BESS, HES, TES y PHES por ser las más idóneas para el sistema eléctrico nacional, sea por las características geográficas que presenta nuestro territorio, sea por las subvenciones a nivel nacional e internacional, sea por los actuales servicios necesarios en el sistema eléctrico nacional, es decir servicios o aplicaciones intensivas en energía tales como el arbitraje de energía, autoconsumo, suavizado de la capacidad de las FRNC, apoyo a la red, redundancia, además de los clásicos servicios de regulación de frecuencia, tensión y potencia activa/reactiva.

A continuación, se introducirá una breve descripción de la evolución de los precios y costos de estas principales tecnologías que nos permitirán realizar una panorámica completa sobre las mejores soluciones para el sistema colombiano en función a los servicios necesarios,

mercado, madurez de las tecnologías y consideraciones sobre las relaciones costos/beneficios que presentan dichas tecnologías.

5. EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS

El almacenamiento eléctrico es un componente crucial para la transición energética. En particular, el almacenamiento de energía eléctrica en baterías desempeñará un papel destacado en la descarbonización global, sea en el sector del transporte y que en el sistema eléctrico (IRENA, 2021).

El costo de desarrollo está asociado con cada tipo de tecnología de almacenamiento y es un parámetro económico muy importante a la hora de pensar en invertir en cada tecnología. Es por esto, que algunas tecnologías sólo pueden ser viables si se cumplen ciertos requisitos. Por esta razón, es importante tomar en cuenta el costo total del sistema (incluyendo durabilidad de los equipos y costos en investigación) para poder concluir si es beneficioso o factible instalar alguna de estas tecnologías.

En este estudio se dará énfasis a los sistemas de almacenamiento basados en baterías, pero será realizada una comparación sobre las cuatro tecnologías propuestas (BESS, HES, TES y PHES) utilizando una instalación de 100MW con 10 horas de almacenamiento.

Es importante señalar que los costos indicados en el presente informe provienen de fuentes internacionales que realizan periódicamente análisis de mercado para señalar las tendencias los costos de las instalaciones considerando los principales elementos de cada instalación. Los costos presentan variaciones en función al mercado, al potencial desarrollo de las instalaciones de países considerados potencialmente como grandes utilizadores de sistemas de almacenamiento, situaciones geopolíticas como trataremos de describir para el caso específico de los BESS.

En los últimos años, los costos del almacenamiento eléctrico en baterías han disminuido en modo constante y significativamente, esta tendencia ha ampliado notablemente la gama de servicios de los sistemas de almacenamiento (IRENA, 2017).

Esta continua reducción de los costos ha presentado una variación en los últimos meses del año en curso debido a los actuales eventos internacionales.

Actualmente se observan inconvenientes en la cadena de abastecimiento de los materiales, problemas logísticos y de transporte, barreras a los mercados de los principales productores de las baterías, etc.

Como podemos apreciar en la próxima figura, los costos de los sistemas de almacenamiento han sufrido un aumento de casi un 25%, en los últimos meses, respecto al año pasado.

Existen actualmente presiones inflacionarias en todo el sistema, en particular, esta magnitud de aumento está siendo impulsada por las celdas de las baterías. Esto hace que los precios de las baterías estén sufriendo variaciones desde el año pasado como se observa en el siguiente gráfico (BLOOMBERGNEF, 2021), donde se puede observar la

variación del costo de un sistema de almacenamiento de energía, de 4 horas de duración con celdas de batería de tipo LFP, ajustado por los precios de la materia prima.

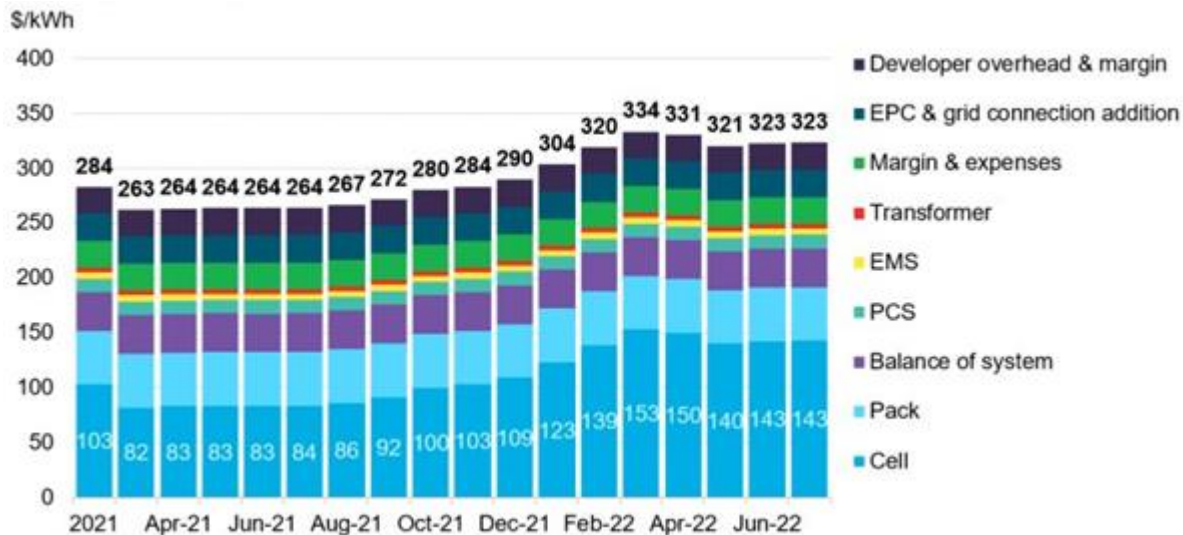


Figura 30. Variación de costo de un sistema de almacenamiento de energía de 4 horas de duración con celdas de batería LFP adaptado por los precios de la materia prima.

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

La crisis en curso, en la cadena de suministro, es el resultado de una confluencia de múltiples eventos, ninguno de cuyos efectos se puede cuantificar fácilmente. Por ejemplo, la apertura de minas de litio se desaceleró en el período 2018-2022, en parte debido a la pandemia. Además, existe un efecto paralelo, la gran utilización de esta tecnología en los vehículos eléctricos.

Considerando los costos del año pasado como línea base, las celdas de batería han aumentado considerablemente los costos de BOP, analizando un BESS de iones de litio con una duración de cuatro horas.

Los datos de las reducciones de los costos de las baterías a gran escala de los años precedentes no son disponibles fácilmente. A fines del 2019, Estados Unidos tenía una capacidad de batería instalada a escala de servicios públicos de 1GW, con 1,7GWh de capacidad de almacenamiento de electricidad.

Entre el 2015 y el 2019, el costo de almacenamiento en baterías a gran escala en los Estados Unidos cayó un 70%, de \$2.102/kWh a \$589/kWh (EIA, 2021).

Esta disminución de costos reflejó predominantemente la tasa de disminución de costos de las baterías de iones de litio, dado que representaron el 93% de la capacidad total de energía de las baterías instaladas.

Por otra parte, los costos de los sistemas de baterías residenciales de pequeña escala en Alemania, por ejemplo, cayeron un 71% entre el 2014 y el 2020. El precio medio en el 2020 era de \$809/kWh. Mientras en el 2021, el precio aumentó a \$978/kWh. Los datos

preliminares del primer trimestre del 2022 muestran que los precios regresan a los valores del 2019/2020, pero por encima de estos, en \$843/kWh, lo que representaría una disminución del 70% con respecto a 2014 (Gráfico).

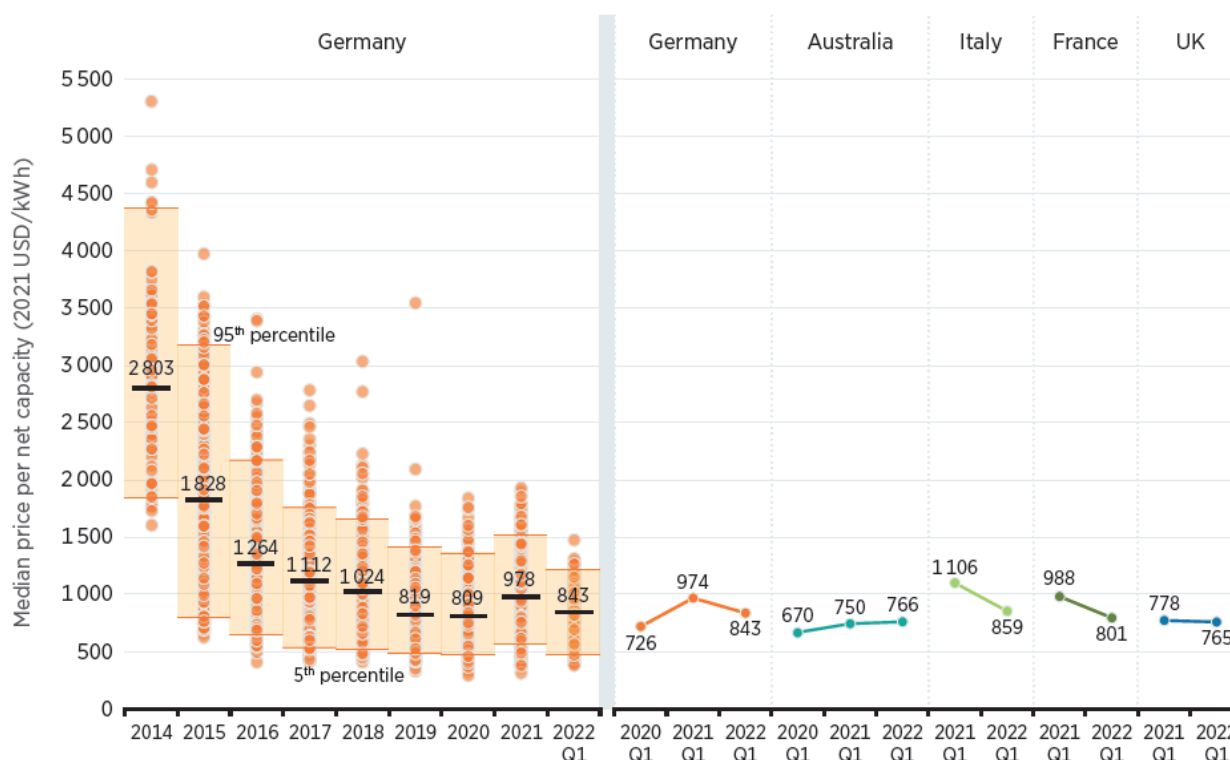


Figura 31. Precios del sistema de baterías de iones de litio residenciales detrás del medidor en Alemania, Australia, Francia, Italia y el Reino Unido, desde el 2014 hasta el primer trimestre de 2022. (Fuente: IRENA and EUPD Research GmbH y Solar Choice).

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

Los datos de Australia y el Reino Unido sugieren precios algo más bajos que los experimentados en Alemania para los sistemas de almacenamiento de baterías residenciales a pequeña escala. Los sistemas de almacenamiento de baterías en Italia y Francia son más caros. Sin embargo, entre el primer trimestre de 2021 y el primer trimestre de 2022, los precios en Italia y Francia disminuyeron un 22% y un 19%, respectivamente. La caída de precios en Alemania durante ese período fue del 13%, mientras que los costos del Reino Unido se han mantenido relativamente estables durante este período y ahora están a la par con los precios australianos.

En las siguientes tablas (Tabla 16 y Tabla 17) se puede observar los datos del 2021 y una previsión para el 2030 para sistemas de almacenamiento con baterías de iones de litio de las dos tecnologías mayormente utilizadas, LFP y NMC.

**Tabla 16. Costos de un sistema de almacenamiento con baterías LFP de iones de litio
(10MW, 4 h)**

	Estimación Baja	Estimación 2021	Estimación Alta	Estimación Baja	Estimación 2030	Estimación Alta
Bloque de almacenamiento DC (\$/kWh)	156,30	173,67	191,03	94,64	113,64	129,68
Almacenamiento DC BOS (\$/kWh)	36,34	40,38	44,41	26,42	30,15	34,26
Equipación de potencia (\$/kW)	65,75	73,05	80,36	54,55	64,62	67,35
C&C (\$/kW)	6,97	7,75	8,52	5,07	5,78	6,57
Integración de sistemas (\$/kWh)	41,99	46,66	51,32	36,37	39,59	43,01
Control de potencia electrónico (\$/kWh)	50,56	56,18	61,80	43,79	47,67	51,79
Desarrollo del proyecto (\$/kWh)	60,67	67,42	74,16	52,55	57,20	62,15
Integración a la red (\$/kW)	22,32	24,81	27,29	19,34	21,05	22,87
Costo total instalado (\$/kWh)	369,63	410,70	451,77	273,52	311,11	345,09
Costo total instalado (\$/kW)	1.479,00	1643,00	1.807,00	1.094,00	1244,00	1.380,00
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	4,13	4,59	5,05	3,58	3,89	4,23

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

**Tabla 17. Costos de un sistema de almacenamiento con baterías NMC de iones de litio
(10 MW, 4 h)**

	Estimación Baja	Estimación 2021	Estimación Alta	Estimación Baja	Estimación 2030	Estimación Alta
Bloque de almacenamiento DC (\$/kWh)	184,75	205,28	225,81	111,87	134,33	153,28
Almacenamiento DC BOS (\$/kWh)	35,43	39,37	43,31	25,76	29,40	33,40
Equipación de potencia (\$/kW)	65,75	73,05	80,36	54,55	64,62	67,35
C&C (\$/kW)	6,97	7,75	8,52	5,07	5,78	6,57
Integración de sistemas (\$/kWh)	47,50	52,78	58,05	41,14	44,78	48,65
Control de potencia electrónico (\$/kWh)	57,17	63,53	69,88	49,52	53,90	58,56
Desarrollo del proyecto (\$/kWh)	68,61	76,23	83,85	59,43	64,68	70,28
Integración a la red (\$/kW)	22,32	24,81	27,29	19,34	21,05	22,87
Costo total instalado (\$/kWh)	417,22	463,58	509,94	307,46	349,95	388,38
Costo total instalado (\$/kW)	1.669,00	1854,00	2.040,00	1.230,00	1400,00	1.554,00
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	4,60	5,11	5,63	3,99	4,34	4,71

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

Como es señalado anteriormente, en esta fase crítica, es complicado determinar el precio de mercado de los sistemas de almacenamiento y hacer previsiones a largo plazo.

A continuación, se muestra otra previsión de los costos desde otra fuente de información (NREL). Los costos del BESS a escala de servicios públicos de 60MW con duraciones de almacenamiento de 2, 4, 6, 8 y 10 horas, incluye los componentes principales: baterías de los iones de litio, el inversor y el BOS necesario para la instalación.

Costo total del sistema (\$/kW) = Costo del paquete de baterías (\$/kWh) × Duración del almacenamiento (horas) + Costo BOS (\$/kW)

En la siguiente figura observamos el desglose de los costos de un sistema de almacenamiento de 60MW y de 4 horas de duración.

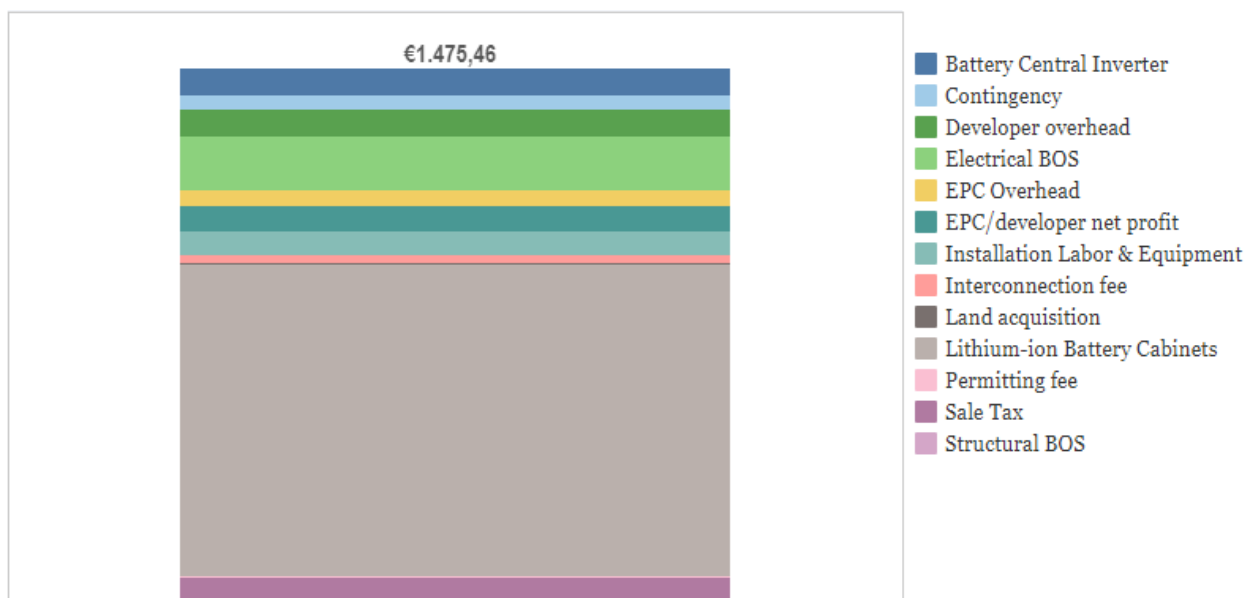


Figura 32. Detalles del costo \$/kW para un sistema de almacenamiento a escala de servicios públicos de 60 MW / 240 MWh en el 2021.

NOTA: €= Euro.

En la figura siguiente podemos observar las proyecciones de los valores de Capex y Opex para el BESS de 60 MW/ 240 MWh, Las proyecciones son realizadas sobre un proyecto de 60 MW DC.

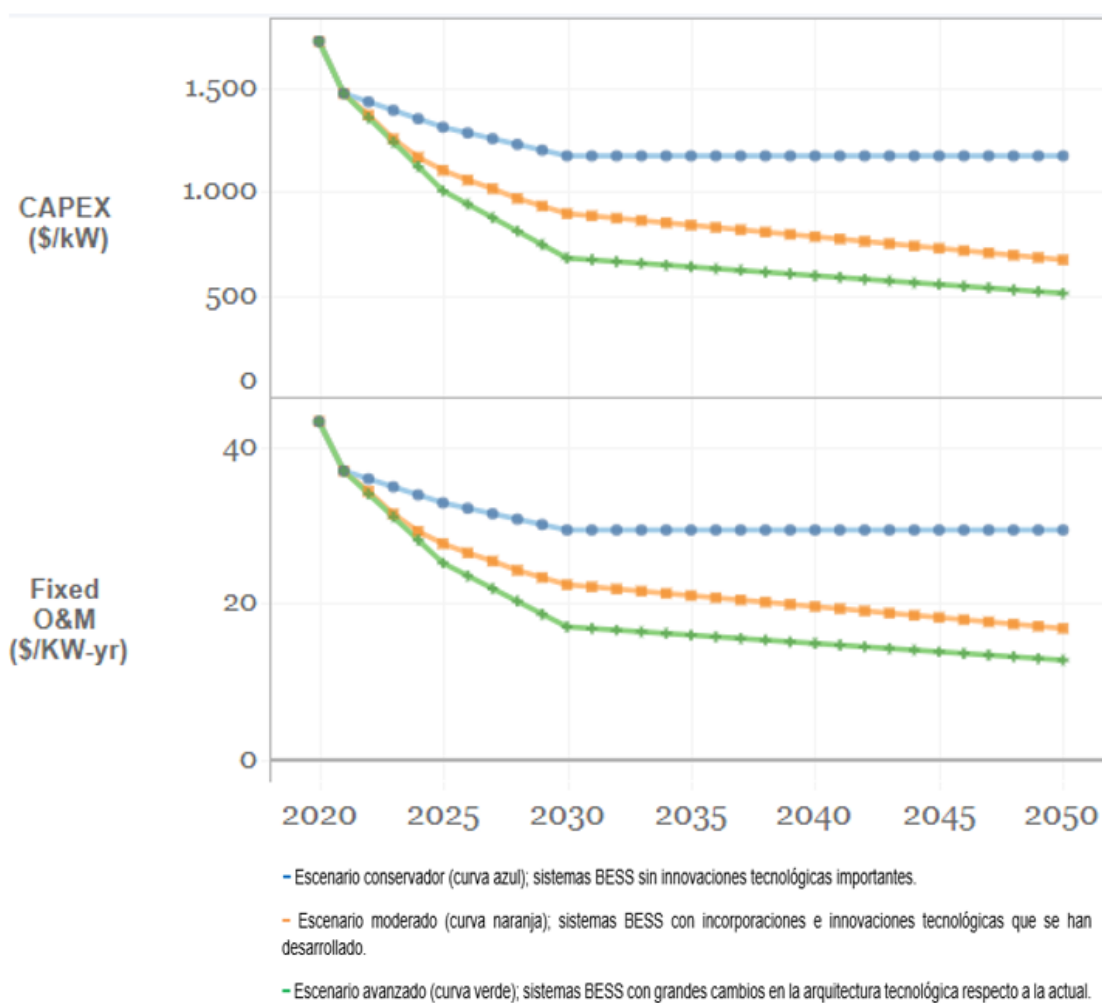


Figura 33. Proyecciones de los valores para un sistema de almacenamiento BESS para 4h
(Fuente: NREL)

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

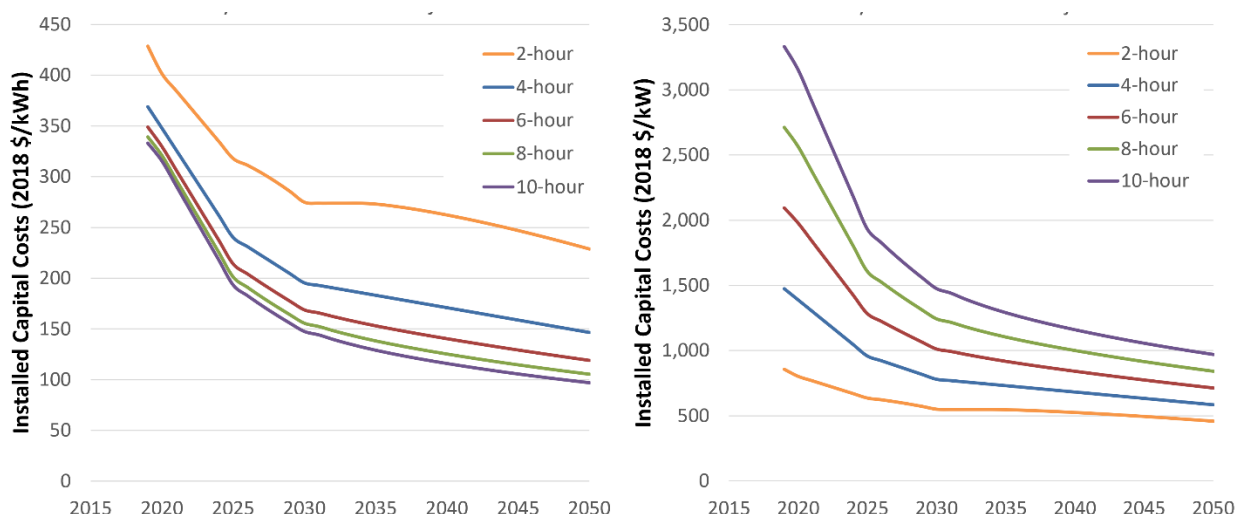


Figura 34. Proyecciones de los costos del BESS a escala de servicios públicos, sobre una base de \$/kWh (izquierda) y una base de \$/kW (derecha)

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

En las siguientes figuras se muestran en términos de capacidad de energía (\$/kWh) y capacidad de potencia (\$/kW), los costos de capital instalados del año base para los BESS en términos de \$/kWh disminuyen con la duración y los costos en \$/kW aumentan. Este comportamiento inverso se observa para todas las tecnologías de almacenamiento de energía y destaca la importancia de distinguir los dos tipos de capacidad de la batería cuando se discute el costo del almacenamiento de energía.

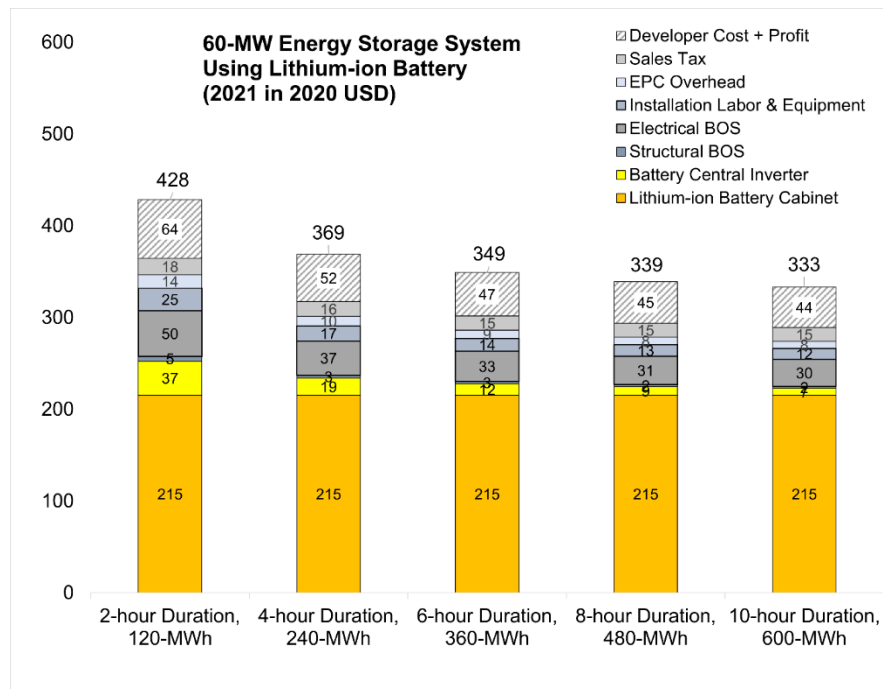


Figura 35. Costos de almacenamiento a escala de servicios públicos de EE. UU para el 2021 para duraciones desde 2 hasta 10 horas para una instalación de 60 MW DC en \$/kWh

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

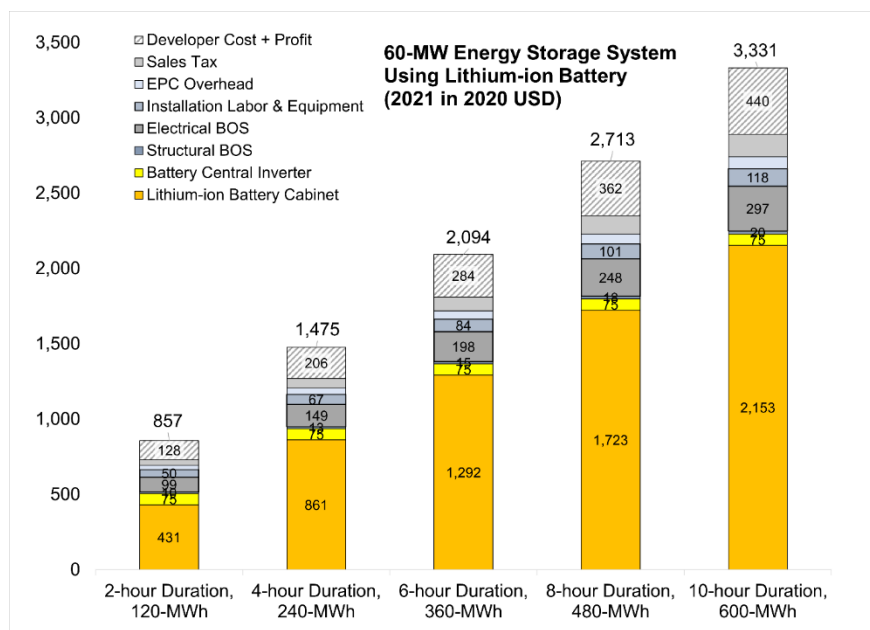


Figura 36. Costos de almacenamiento a escala de servicios públicos de EE. UU para el 2021 para duraciones desde 2 hasta 10 horas para una instalación de 60 MW DC en \$/kW.

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

A continuación, se muestran las previsiones de los costos sobre las tecnologías identificadas en el presente estudio como las más idóneas para el SIN colombiano, es decir los sistemas de almacenamiento basados en baterías, hidrógeno, térmica e hidráulica (BESS, HES, TES y PHES).

Para comparar los costos se considera una instalación tipo de almacenamiento de energía eléctrica de 100MW/1000MWh es decir una instalación de 100MW con 10 horas de almacenamiento. Para la tecnología PHES, la dimensión tomada en consideración corresponde a las instalaciones pequeñas centrales hidroeléctricas PCH. Cada tecnología tiene su campo de aplicación como ha sido detallado en los apartados anteriores. Este análisis tiene como objetivo mostrar algunos aspectos comunes para su comparación.

Tabla 18. Costos de un sistema de almacenamiento BESS (LFP) (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)

BESS		
	Estimación 2021	Estimación 2030
Bloque de almacenamiento DC (\$/kWh)	162,32	106,22
Almacenamiento BOS DC (\$/kWh)	36,37	27,16
Equipamiento de potencia (\$/kW)	63,04	55,77
C&C (\$/kW)	1,50	1,12
Integración de sistemas (\$/kWh)	41,01	34,80
Control de potencia electrónico (\$/kWh)	49,23	41,77
Desarrollo del proyecto (\$/kWh)	59,08	50,13
Integración a la red (\$/kW)	19,89	16,87
Costo total instalado (\$/kWh)	356,45	267,45
Costo total instalado (\$/kW)	3565,00	2674,00
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	9,30	7,89

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

Tabla 19. Costos de un sistema de almacenamiento HES (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)

HES (Hidrogeno Verde)		
	Estimación 2021	Estimación 2030
Celda de combustible para HES (\$/kW)	1320,00	425,00
Electrolizador de HES (\$/kW)	1316,00	350,00
Cueva de almacenamiento (\$/kW)	6,00	6,00
Compresor para HES (\$/kW)	39,30	39,30
Inversor para HES (\$/kWh)	67,00	39,00
Rectificador para HES (\$/kWh)	130,00	84,00
C&C (\$/kWh)	1,50	1,06
Integración a la red (\$/kW)	19,89	16,30
Costo total instalado (\$/kWh)	295,37	101,46
Costo total instalado (\$/kW)	2954,00	1015,00
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	23,21	14,30

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

Tabla 20. Costos de un sistema de almacenamiento TES (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)

TES		
	Estimación 2021	Estimación 2030
Capital térmico (SB+BOS) (\$/kWh)	64,44	54,77
Equipamiento de potencia (\$/kW)	1613,59	1532,91
Tarifa Control de potencia electrónico, desarrollo del Proyecto e integración a la red (\$/kWh)	64,70	63,62
Costo total instalado (\$/kWh)	290,50	271,68
Costo total instalado (\$/kW)	2905,00	2717,00
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	32,34	29,11

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

Tabla 21. Costos de un sistema de almacenamiento PHES (100MW, 10h) (Fuente: PNNL)

PHES		
	Estimación 2021	Estimación 2030
Construcción de embalse e infraestructura (\$/kWh)	76,00	76,00
Construcción casa de potencia e infraestructura (\$/kW)	742,00	742,00
Electromecánica (\$/kW)	467,00	467,00
Tarifa de contingencia (\$/kWh)	656,30	656,30
Costo total instalado (\$/kWh)	262,53	262,53
Costo total instalado (\$/kW)	2625,00	2625,00
Control de potencia electrónico (\$/kWh)	28,19	28,19

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

A continuación podemos observar una comparación de los costos de las instalaciones de los sistemas de almacenamiento considerando las cuatro soluciones identificadas en el presente informe como las más idóneas para la red eléctrica nacional.

En la tabla se detallan los costos de instalación en potencia y en energía, además los costos de operación y LCOE o costo nivelado de energía.

Tabla 22. Comparación de los costos de los distintos sistemas de almacenamiento propuestos (Fuente: PNNL)

	BESS		HES		TES		PHES	
	2021 Estimación	2030 Estimación	2021 Estimación	2030 Estimación	2021 Estimación	2030 Estimación	2021 Estimación	2030 Estimación
Costo total instalado (\$/kWh)	356,45	267,45	295,37	101,46	290,50	271,68	262,53	262,53
Costo total instalado (\$/kW)	3565,00	2674,00	2954,00	1015,00	2905,00	2717,00	2625,00	2625,00
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW-año)	9,30	7,89	23,21	14,30	32,34	29,11	28,19	28,19
LCOE (\$/kW)	0,17	0,13	0,35	0,18	0,18	0,17	0,13	0,13

NOTA: USD = \$ = dólar estadounidense

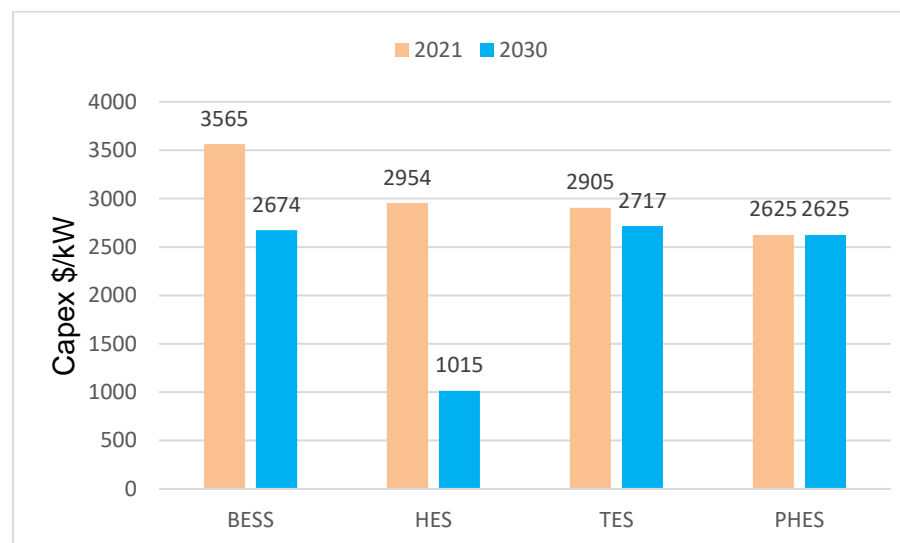


Figura 37. Comparación del Capex en \$/kW de los distintos sistemas de almacenamiento propuestos.

Algunas consideraciones sobre los costos de las cuatro tecnologías:

- BESS: En los sistemas de almacenamiento electroquímicos se estima para el 2030 una significativa disminución de sus costos de instalación por potencia; mientras para los demás valores se estima una disminución. Sin embargo, actualmente, esta tecnología es la solución más utilizada por los DSO/TSO por su fácil instalación en corto tiempo. Son soluciones maduras y presentes en el mercado desde hace algunas décadas con óptimos resultados.
- HES: En los sistemas de almacenamiento de energía por hidrógeno se estima una fuerte disminución del LCOE en 2030 debido a que esta tecnología hoy está en fase de desarrollo y los proyectos actualmente desarrollados son de tipo piloto. Para los demás costos en el 2030 se estima una disminución significativa ya que se está hipotetizando e incentivando una fuerte penetración de esta tecnología a nivel global. Debido a su bajo rendimiento y al necesario desarrollo de futuros proyectos se estima de todos modos un valor de LCOE superior al de las baterías. Es necesario destacar que este tipo de almacenamiento o de conversión de energía está recibiendo un gran impulso a nivel mundial para su desarrollo a través de subvenciones.
- TES: En los sistemas de almacenamiento de energía térmica se estima para el 2030 una pequeña disminución de sus costos debido a que es una tecnología ampliamente conocida pero que aún no ha tenido desarrollos significativos en los distintos países.
- PHES: En los sistemas de almacenamiento por bombeo no existen variaciones de costos en las estimaciones hacia el 2030 debido al fuerte conocimiento de la tecnología y de sus costos. La hidroeléctrica es la fuente de energía renovable más antigua del mundo y es aún un actor clave en la transición energética porque pueden resolver el problema de discontinuidad de las FRNC gracias al sistema de almacenamiento. De las cuatro tecnologías presentadas es la de mayor uso a nivel global desde hace décadas con un comportamiento conocido y muy válido.

6. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA VIGENTE

Se requiere realizar un breve sondeo de la integración de los sistemas de almacenamiento en el MEM vigente de Colombia. Para desarrollar lo anterior, se examinan aspectos técnicos, definiciones y conceptos técnicos del mercado de energía del país; esto es necesario para analizar la integración de los SAE con base al marco regulatorio Colombiano.

6.1. Eslabones de la energía eléctrica

Uno de los puntos a considerar es que debido a que con la restructuración del sistema eléctrico colombiano mediante las Leyes CREG 142 y 143 de 1994, realizó la separación de actividades, que para el caso del sistema eléctrico, implica que una empresa no pueda realizar de manera combinada las actividades reguladas de transporte (Transmisión y

Distribución) con alguna de las actividades de mercado Generación y Comercialización, con excepción de las empresas que venían integradas antes de la ley.

Para el caso de los sistemas de almacenamiento, debido a que se pueden configurar varios esquemas de funcionamiento de los mismos, así como su ubicación en diferentes actividades de la cadena, o también, configurarse como una actividad independiente, es importante tener en cuenta las diferentes restricciones en cuanto a integración considerando la actividad en la cual quede configurado el banco de baterías y la actividad en la que se ubica el inversionista.

En otras palabras, si las baterías se configuran como un activo de transmisión, se debe revisar la figura sobre la cual la empresa de generación representaría dichos activos. Y dándole un alcance adicional, una batería como activo de transmisión no podría dentro del marco regulatorio actual, participar ni prestar servicios que se encuentran asociados con el mercado de energía.

Un sistema de almacenamiento puede integrarse en las diferentes actividades de la cadena de prestación del servicio de la siguiente manera:

- **Generación:** En la actividad de Generación puede entrar a competir de manera independiente, o en combinación con plantas de otras tecnologías, en el mercado de generación. También, se puede configurar como un almacenamiento local (o respaldo) a otras tecnologías o prestar servicios complementarios como el AGC.
- **Transmisión:** En la actividad de transmisión puede entrar a hacer parte de las tecnologías que pone una empresa de transmisión a disposición del Transportador con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema, aliviar restricciones, mejorar la eficiencia o proveer servicios complementarios de manera independiente de las plantas de generación.
- **Distribución:** En esta actividad puede entrar a hacer parte de los recursos que tiene el Operador de Red para mejorar la confiabilidad de su sistema, aplazar inversiones en la red o levantar restricciones operativas.
- **Comercialización:** En esta actividad, en combinación con los Usuarios, aplicaría para realizar una adecuada Gestión de la Demanda, aplanando la curva de carga, mejorando la eficiencia económica en el uso de los recursos o participando en los mecanismos de Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV).

Tabla 23. Integración vertical entre actividades

Actividad	Funcionalidad	G	T	D	C
Generador	Activo participar mercado o de servicios complementarios		X _(m)	X _(m)	
Transmisión	Activo de almacenamiento o de soporte al sistema	X		X	X
Distribución	Activo Gestión y confiabilidad OR	X _(m)	X		
Comercializador	Activo Gestión de la Demanda		X		
Almacenamiento	Definido como una actividad independiente	A definir			
X: Limitación en la integración vertical (m) se permite una participación marginal que no supere unos límites					

Es importante anotar que la participación en una de las actividades no limita a que la tecnología se pueda utilizar en las otras actividades, así por ejemplo mientras un generador la puede utilizar para prestar AGC, un Distribuidor podría tener sus sistemas de baterías para mejorar la confiabilidad del sistema y un Comercializador podría entrar a gestionar la demanda de sus clientes.

A continuación, se realiza una caracterización de usos en base a cada actividad del sector eléctrico y por tecnología compatible.

6.1.1. Alternativas de uso por aplicación en generación

En la actividad de Generación puede entrar a competir de manera independiente, o en combinación con plantas de otras tecnologías, en el mercado de generación. También, se puede configurar como un almacenamiento local (o respaldo) a otras tecnologías o prestar servicios complementarios.

6.1.1.1. Servicios complementarios

Los SAE pueden proporcionar en la generación eléctrica del país regulación de frecuencia primaria y secundaria, respuesta de frecuencia de emergencia, reserva rodante y seguimiento de la carga. Para este tipo de servicio las tecnologías más adecuadas son las baterías electroquímicas y sistemas de bombeo hidráulico.

6.1.1.2. Agente generador

En principio, y por el funcionamiento y operación de los sistemas de potencia, donde dadas las restricciones para el almacenamiento de energía eléctrica, debe hacerse un ajuste continuo entre la oferta y la demanda, y en tal sentido el término generación, es sinónimo de suministro o producción de energía eléctrica, y está asociado al proceso de transformación de un tipo de energía primaria, independiente de su fuente, en energía eléctrica. En tal sentido, con la introducción de grandes sistemas de acumulación de energía eléctrica, es importante revisar la anterior definición, en cuanto podrían existir elementos que en una definición estricta no realizan una transformación en electricidad de una fuente primaria de energía, pero que pueden suministrar energía eléctrica durante determinados periodos de tiempo. Las tecnologías recomendadas en este informe son viables para considerarse agentes generadores; PHES, TES, BESS y HES.

6.1.1.3. Reafirmación y Suavizado de la capacidad de las FRNC

Con la diversificación de la matriz energética en Colombia, se proyecta un crecimiento importante en energías tales como la solar y eólica. Los sistemas de almacenamiento pueden estabilizar y suavizar la curva de capacidad de energía de dichos tipos de generación, además, la disponibilidad de estos sistemas para absorber energía durante los periodos llamados horas valles. Las tecnologías más idóneas para esta aplicación son los HES, PHES y BESS.

6.1.2. Alternativas de uso por aplicación en Transmisión

En la actividad de transmisión puede entrar a hacer parte de las tecnologías que pone una empresa de transmisión a disposición del Transportador con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema, aliviar restricciones, mejorar la eficiencia o proveer servicios complementarios de manera independiente de las plantas de generación.

6.1.2.1. Aplazamiento de la inversión

Los SAE pueden reducir la necesidad o diferir el desarrollo de la transmisión. La carga anual proyectada más alta impulsa las decisiones de planificación de la transmisión. Adicionalmente, pueden proporcionar capacidad adicional en ubicaciones que de otro modo podrían requerir capacidad de transmisión adicional para servir la carga unas pocas horas al año. Este uso de los SAE también reduce la sobrecarga de las líneas de transmisión y los transformadores, lo que aumenta la vida útil del equipo.

El aplazamiento de la mejora de la transmisión implica retrasar las inversiones en servicios públicos en las actualizaciones del sistema de transmisión, utilizando cantidades relativamente pequeñas de almacenamiento o, en algunos casos, evitando tales inversiones por completo. Las tecnologías que actualmente se utilizan para este tipo de aplicación son BESS y PHES.

6.1.2.2. Alivio de la congestión de la transmisión

Los SAE ubicados en el nivel de transmisión pueden aliviar la congestión durante períodos restringidos del año y permitir que generadores más económicos o generadores variables produzcan energía. Aliviar la congestión permite que los generadores más económicos, se utilicen con más frecuencia y evita la reducción variable del generador.

La congestión de la transmisión ocurre cuando la energía de las centrales eléctricas distribuidas no se puede entregar a todas o algunas cargas debido a instalaciones de transmisión inadecuadas. Cuando las adiciones de capacidad de transmisión no siguen el ritmo del crecimiento de la demanda eléctrica pico, los sistemas de transmisión se congestionan. El almacenamiento de electricidad se puede utilizar para evitar costos y cargos relacionados con la congestión, especialmente si los costos se vuelven altos debido a una congestión significativa del sistema de transmisión. Las tecnologías que actualmente se utilizan para este tipo de aplicación son BESS y PHES.

6.1.2.3. Arranque en negro

En el caso de apagones del sistema, los SAEB que pueden almacenar energía durante largos períodos de tiempo se pueden utilizar como unidades de arranque en negro. Estas unidades o partes de su capacidad se reservan como parte de un plan para reiniciar la red en caso de un apagón en todo el sistema. Principalmente, las plantas hidroeléctricas de bombeo se utilizan para este propósito debido a la facilidad de almacenar agua en reservorios durante largos períodos de tiempo y arrancar los generadores sin una mínima electricidad externa.

6.1.3. Alternativas de uso por aplicación en Distribución

En esta actividad puede entrar a hacer parte de los recursos que tiene el Operador de Red para mejorar la confiabilidad de su sistema, aplazar inversiones en la red o levantar restricciones operativas.

6.1.3.1. Soporte y control de tensión

Los SAE pueden proporcionar soporte y control de voltaje para garantizar la confiabilidad del circuito de distribución local. El almacenamiento de energía se puede utilizar para suavizar la fluctuación de voltaje debido a la variabilidad de carga y Recursos Energéticos Distribuidos - DER y mantener los voltajes dentro de los límites de la industria en los circuitos de distribución. Existe un valor significativo para las empresas de servicios públicos en la reducción del funcionamiento de los dispositivos de control de voltaje (por ejemplo, cambiadores de tomas de carga (LTC), reguladores de voltaje, condensadores). La reducción en la operación reduce el desgaste de los dispositivos y aumenta la vida útil de estos dispositivos de capital intensivo. Las Baterías electroquímicas son el tipo de tecnología más viable para este uso.

6.1.3.1. Microredes/islas

De manera similar a la energía de respaldo para los clientes de uso final, los SAEB se pueden usar para respaldar la instalación en isla de la microrred durante cortes de energía, ya sea como la fuente principal de energía o para respaldar el funcionamiento de otros DER. Además, SAE puede respaldar microrredes con participación en programas de despacho económico o de demanda sensible al precio. La tecnología más compatible son las BESS.

6.1.3.1. Aplazamiento de la capacidad

El aplazamiento de la actualización de la distribución implica el uso del almacenamiento para retrasar o evitar inversiones que de otro modo serían necesarias para mantener una capacidad de distribución adecuada para satisfacer todos los requisitos de carga.

Los SAE se pueden utilizar para reducir la carga máxima neta en los circuitos durante períodos en los que se determinan el tamaño de la línea, el tamaño del transformador, la ubicación del regulador y la ubicación del capacitor. El control a través de los SAE puede reemplazar la necesidad con demandas máximas superiores a las planificadas o altas penetraciones de DER. La tecnología más compatible son las BESS.

6.1.4. Alternativas de uso por aplicación en comercialización

En esta actividad, en combinación con los Usuarios, aplicaría para realizar una adecuada Gestión de la Demanda, aplanando la curva de carga, mejorando la eficiencia económica en el uso de los recursos o participando en los mecanismos de Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV).

6.1.4.1. Gestión de recursos energéticos distribuidos.

Para sitios residenciales, comerciales, industriales e incluso de recursos energéticos distribuidos (DER), los SAE pueden permitir la gestión del consumo de energía y la inyección a la red. Dependiendo del objetivo del control de los SAEB, la gestión de DER puede responder a incentivos económicos para los usuarios finales (por ejemplo, venta de energía, autoconsumo y arbitraje de energía) o gestionar la variabilidad de la inyección de energía para evitar problemas de confiabilidad. La tecnología que mejor se desempeña son los BESS en esta aplicación.

6.1.4.2. Gestión de la calidad de la energía.

Particularmente para los clientes industriales que requieren energía altamente acondicionada, los SAE permiten la gestión de la interacción de las instalaciones con la red para reducir la dependencia y la alteración de la calidad de la energía, incluidas las fluctuaciones de voltaje, la caída de voltaje y la frecuencia.

El servicio de calidad de energía eléctrica implica el uso de almacenamiento para proteger las cargas en el sitio del cliente aguas abajo (desde el almacenamiento) contra eventos de corta duración que afectan la calidad de la energía entregada a las cargas del cliente. Algunas manifestaciones de mala calidad de la energía son las siguientes:

- Variaciones en la magnitud de la tensión (Picos o caídas a corto plazo, sobretensiones o caídas a largo plazo).
- Variaciones en la frecuencia primaria de 60 Hz a la que se suministra la energía.
- Factor de potencia bajo (tensión y corriente excesivamente desfasadas entre sí), armónicos (la presencia de corrientes o tensiones en frecuencias distintas de la frecuencia primaria).

Interrupciones en el servicio, de cualquier duración, que van desde una fracción de segundo hasta varios segundos. Las características técnicas de esta aplicación hacen a las BESS como la mejor alternativa.

6.1.4.3. Energía de respaldo, Tiempo de uso/energía y cargos por demanda

Además de reducir las facturas de electricidad, los SAE pueden proporcionar energía de respaldo de emergencia en caso de cortes. Durante los cortes de energía, los SAE pueden proporcionar energía a un usuario final desconectado de la red eléctrica, también, los SAE pueden cambiar la carga neta de clientes para aprovechar los precios por tiempo de uso (TOU) u otros incentivos para ajustar cuándo consumen electricidad de la red.

Por otro lado, cambiar el consumo de electricidad para reducir el consumo pico más alto del cliente de la red puede reducir los cargos por demanda (\$/kW). Estos son especialmente importantes para los clientes industriales y comerciales.

Los usuarios finales (clientes de servicios públicos) pueden utilizar el almacenamiento de electricidad para reducir sus costos generales del servicio eléctrico al reducir su demanda durante los períodos pico especificado por el servicio público. Para evitar un cargo por demanda, la carga debe reducirse durante todas las horas del período de carga por demanda, generalmente un período de tiempo específico (por ejemplo, 11 am Ciclos mínimos / año: hasta las 5 pm) y en días específicos (la mayoría de las veces entre semana).

En las aplicaciones para el usuario final, las BESS son las tecnologías que han mostrado más desempeño y son las más utilizadas en este campo.

7. Modernización del MEM

Con fines de optimizar el desempeño del mercado de energía, se decidió evaluar la implementación de una modernización del esquema del mercado. Entre las alternativas evaluadas se eligió: el modelo tipo pool uninodal con múltiples liquidaciones con un mercado de servicios complementarios ampliado. Lo anterior, se resume en cambios administrativos y de liquidaciones durante los procesos de compra y venta de energía a diferencia de cómo se vienen desarrollando, también, la ampliación de un mercado de servicios complementarios que promete un mejor beneficio a quienes prestan dichos servicios. Por otro lado, los principios energéticos no cambian a como se tienen en el MEM vigente, esto es importante, pues, los usos en la cadena eléctrica del país de los sistemas de almacenamiento explicados en el capítulo 6 no se ven impactados con el cambio del mercado, sin embargo, se analiza las sesiones intradiarias del nuevo mercado.

7.1. Sistemas de almacenamiento en el mercado intradiario.

El mercado intradiario es un mercado de diferencias o ajustes donde los generadores que salen o no despachados, pueden hacer ofertas tendientes a dejar de generar o generar, de acuerdo a las condiciones de la operación que se vayan presentando y que generen cambios conforme a la programación realizada el día anterior, como puede ser la indisponibilidad de una unidad de generación o el aumento de la demanda.

Los sistemas de almacenamiento, por su flexibilidad a la hora de generar y de cargar, tienen una gran oportunidad para servir como un agente que tiene la capacidad técnica para participar en el mercado intradiario, pudiendo aceptar las ofertas de aumento o disminución de energía que requiera el sistema cuando se le requiera, y ofreciendo una solución más eficiente en el redespacho y obteniendo beneficios cuando un agente no pueda cumplir con el despacho.

7.2. Sistemas de almacenamiento y servicios complementarios.

Para la evaluación de los servicios complementarios de balance como la regulación frecuencia, que se despachan co-optimizados con la energía, se identifican los recursos que son necesarios para atender los servicios de regulación secundaria de frecuencia y regulación terciaria de frecuencia con una prueba de pivotalidad. Si un sistema de almacenamiento de energía prestase este servicio, tendría que seguir el orden técnico que plantea el nuevo reglamento, también, se vería impacto por la mitigación de poder de mercado que cubre el despacho factible, el cual optimiza y parametriza los servicios complementarios.

8. RECOMENDACIONES

Como consecuencia a la investigación realizada en este informe, se recomienda enfocarse en las tecnologías que citamos a continuación por ser las más idóneas para el sistema eléctrico nacional, sea por las características geográficas de nuestro territorio, o por los servicios que actualmente necesita el sistema eléctrico nacional, además por las relaciones beneficio/costo que presentan estas con respecto a las demás tecnologías que aún se encuentran en fase de desarrollo o verificación en campo.

- Almacenamiento de energía Electroquímica: baterías electroquímicas (BESS),
- Almacenamiento de energía Química: energía por hidrógeno (HES),
- Almacenamiento de energía Térmica: sistemas de almacenamiento térmico (TES),
- Almacenamiento de energía Mecánica: sistemas hidroeléctricos por bombeo (PHES).

Estos tipos de almacenamiento muestran los mayores desarrollos técnicos en la actualidad, sumado al éxito y eficiencia en sus respectivos rangos de aplicaciones, además, en paralelo a la evolución de la generación de electricidad, las mencionadas tecnologías se proyectan con crecimiento considerable en términos de capacidad instalada en MW para las próximas décadas en mercados de energía importantes tales como el estadounidense, australiano, británico, canadiense, etc.

Por otro lado, el Mercado de Energía de Colombia presenta ciertas características técnicas y limitaciones naturales o eléctricas; motivado por lo anterior, los sistemas de almacenamiento señalados anteriormente presentan adaptabilidad y viabilidad en el uso para mejorar y aumentar la eficiencia del país. Es válido aclarar que, los otros tipos de tecnologías no se recomiendan por ser inviables económicamente, técnicamente sin campo de aplicación en Colombia o porque están en fases aún experimentales.

El auge de las FRNC y el aumento de la demanda de energía han hecho que los sistemas de almacenamiento de energía sean considerados elemento clave para la seguridad energética. Generalmente los sistemas de almacenamiento de energía se mantienen en reserva para dar respaldo de emergencia a la red eléctrica pero últimamente, varias

aplicaciones como hemos visto en los apartados anteriores, son utilizados para almacenar energía durante los picos de producción de las FRNC y trasladar su energía acumulada por varias horas y devolverla a la red en las horas de mayor demanda y con un mayor precio, por lo tanto, los sistemas de almacenamiento pueden reducir los costos al reducir los precios máximos de la electricidad. Los operadores de sistemas de almacenamiento de energía sostienen a nivel global que se podrían reducir los costos y por ello las facturas de energía si se les permitiera vender electricidad a la red en el mercado mayorista.

Actualmente existen tecnologías maduras de almacenamiento, las cuales son disponibles desde hace algunas décadas, y los proyectos de almacenamiento representan un respaldo al sistema eléctrico para ayudar a garantizar una red eléctrica segura y estable. Se requeriría además algunos cambios en las reglas por parte de los reguladores para facilitar el desarrollo de estas soluciones y gestionar la compra/venta de energía hacia la red. Varias de las actuales reglas, impiden que los proyectos de almacenamiento vendan su energía en el mercado mayorista. Esto significa un mayor consumo de combustibles para la generación de energía y facturas más altas para los hogares colombianos.

En los próximos informes serán descritos y enumeradas las inversiones adicionales o cambios estructurales necesarios para fomentar y desbloquear los proyectos de almacenamiento para mejorar la calidad de la red eléctrica y para un posible ahorro de costos para los hogares y las empresas.

8.1. Recomendación sobre viabilidad de los SAE en el Mercado De Energía Mayorista

Con fines de dar una idea sobre la viabilidad económica de las tecnologías de almacenamiento recomendadas para el Sistema Interconectado Nacional. Se realiza una comparación de los costos nivelados de energía de cada una de estas con un indicador propio del MEM. Se utiliza la TRM actual para traer los respectivos LCOE a la moneda nacional y así, elaborar una relación con el promedio del precio de bolsa desde enero de 2022 hasta diciembre de 2022. Con lo anterior se busca establecer la viabilidad de implementación de los SAE recomendados.

Tabla 24. Algunos indicadores del MEM.

INDICADOR	VALOR
Tasa Representativa del Mercado 1 USD	4,812 \$
Promedio del precio de bolsa Ene-Dic 2022 (P. BOLSA)	204,978 \$/kW
Costo de racionamiento estrato 4 (CRO1)	1551,640 \$/kW

Nota: Datos tomados de XM.

Como se muestra en la Tabla 25, la relación entre los costos nivelado de energía de las diferentes tecnologías y el promedio de precio de bolsa son mayores a 1, lo que quiere decir que no tienen por el momento la suficiente competitividad para remunerarse solamente participando en la bolsa. Por otro lado en la Tabla 26; comparándose contra el precio de racionamiento, se podría implementar como actividades complementarias del Mercado de

Energía si la relación es menor a 1, en cuanto al HES, se observa que esta tecnología tiene una relación que es mayor a 1; lo que conlleva a decir que actualmente su costo de instalación es alto, sin embargo, se estima con lo expresado durante este informe que, conforme se avance a 2030, se presentará un avance muy significativo en la arquitectura de este sistema almacenamiento haciéndolo viable en el tiempo.

Tabla 25. Relación entre el valor nivelado de energía de las diferentes tecnologías y el promedio de precio de bolsa enero-diciembre 2022

TECNOLOGÍA	LCOE/P.BOLSA
BESS LIB	3,99
HES	8,22
TES	4,23
PHES	3,05

Tabla 26. Relación entre el valor nivelado de energía de las diferentes tecnologías y el precio de razonamiento diciembre 2022

TECNOLOGÍA	LCOE/CRO1
BESS LIB	0,54
HES	1,11
TES	0,57
PHES	0,41

9. REFERENCIAS

- ⁱ Alternativa para la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología “Power to Gas” en Colombia. Edgar A. Vidal G*; Carlos A. Fontalvo G. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander (UIS), Carrera 27 Calle 9. Bucaramanga, Colombia.
- IEC White Paper: Electrical Energy Storage.
- DNV-Hydrogen Forecast To 2050: Energy Transition Outlook 2022.
- ICEX-El hidrógeno en Colombia: Hoja de Ruta y perspectivas.
- Lazard: LCOS.
- IEC 62933-1 Electrical energy storage (EES) systems – Part 1: Vocabulary.
- IEC 62933-2-1 Electrical energy storage (EES) systems – Part 2-1: Unit parameters and testing methods – General specification.
- IEC 62933-3-1 Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - General specification.
- IEC 62933-4-1 Electrical energy storage (EES) systems - Part 4-1: Guidance on environmental issues - General specification.
- IEC 62933-5-1 Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-1: Safety considerations for grid-integrated EES systems - General specification.
- IEC 62933-5-2 Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-2: Safety requirements for grid-integrated EES systems - Electrochemical-based systems.
- IEC 62933-2-2 ED1 Electric Energy Storage Systems – Part 2-2: Unit parameters and testing methods – Applications and Performance testing.
- IEC 62933-3-2 ED1 Electric Energy Storage Systems – Part 3-2: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – Additional requirements for power intensive and for renewable energy sources integration related applications.
- IEC 62933-3-3 ED1 Electrical Energy Storage (EES) systems – Part 3-3: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems – Additional requirements for energy intensive and backup power applications.
- IEEE PES: Energy Storage Primer.
- Sandia National Laboratories: Energy Storage and the Evolution of the Electric Grid.
- Sandia National Laboratories-Pacific Northwest National Laboratory: Protocol for Uniformly Measuring and Expressing the Performance of Energy Storage Systems.
- ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO: MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA-Vicepresidencia Cuarta del Gobierno de España Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- ENERGY STORAGE SPECIAL REPORT 2019: Energy Storage News-PVTECH-SOLAR MEDIA.
- El apoyo de la UE al almacenamiento de energía: Documento informativo.
- Review and Techno-Economic Analysis of Emerging Thermo-Mechanical Energy Storage Technologies: Khem Raj Gautam, Gorm Brunn Andresen and Marta Victoria-MDPI Energies 2022, 15, 6328.
- NORVENTO ENERXIA: Almacenamiento energético por bombeo-Pasado, Presente y Futuro.
- FENERCOM: Guía del almacenamiento de Energía.
- ENDESA: El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro.