



2. Catálogo de Tecnologías de almacenamiento de energía

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency



Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Mtro. Loui Algren, (Global Cooperation)

Dr. Jacob Zeuthen, Chief adviser, Mtro. Christoph Wolter, Adviser (System Analysis)

Asesores de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este reporte es parte del estudio:

Technology Roadmap and Mitigation Potential of Utility-scale Electricity Storage in Mexico

Preparado por:

M. en I. Eléctrica Jorge Alejandro Monreal Cruz

M. en I. Energética Diego De la Merced Jiménez

Dr. Juan José Vidal Amaro

Consultor, Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Por encargo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Blvd. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>

Imagen de portada: "Energy Storage System" by portland general is licensed with CC BY-ND 2.0. To view a copy of this license, visit <https://creativecommons.org/licenses/by-nd/2.0/>



Descargo de responsabilidad

Esta publicación y el material que se incluye en este documento se proporcionan "tal cual". Los autores han tomado todas las precauciones razonables para verificar la confiabilidad del material presentado en esta publicación. Ni los autores, el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, ni ninguno de sus funcionarios, agentes, datos u otros proveedores de contenido o licenciantes de terceros brindan ninguna garantía, incluida la precisión, integridad o idoneidad para un propósito o uso particular de dicho material, o con respecto a la no infracción de los derechos de terceros, y no aceptan responsabilidad alguna con respecto al uso de esta publicación y el material que se incluye en ella. La información contenida en este documento no representa necesariamente las opiniones de los miembros del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, ni es un respaldo de ningún proyecto, producto o proveedor de servicios.



Contenido

Descargo de responsabilidad.....	5
Contenido.....	6
Tablas.....	8
Figuras.....	11
1. Introducción.....	14
1.1 Clasificación general.....	15
1.2 Descripción cualitativa.....	16
1.2.1 Descripción tecnológica breve.....	17
1.2.2 Entrada/Salida.....	17
1.2.3 Eficiencia y pérdidas de energía.....	17
1.2.4 Características y capacidades típicas.....	17
1.2.5 Periodo de almacenamiento típico.....	18
1.2.6 Capacidad de regulación.....	18
1.2.7 Ejemplos de tecnologías estándar en el mercado.....	18
1.2.8 Ventaja/Desventaja.....	18
1.2.9 Ambiente.....	18
1.2.10 Investigación y desarrollo.....	19
1.2.11 Predicción de desempeño y costo.....	19
1.2.12 Incertidumbre.....	20
1.2.13 Comentarios adicionales.....	20
1.3 Descripción cuantitativa.....	20
1.3.1 Datos energéticos/técnicos.....	22
1.3.2 Capacidad de regulación (Tipo de servicios provistos).....	24
1.3.3 Datos financieros.....	25
1.3.4 Datos específicos de tecnología.....	27
1.4 Almacenamiento eléctrico.....	28
1.4.1 Características y servicios de almacenamiento eléctrico.....	31
1.4.2 Componentes del costo del almacenamiento eléctrico.....	37
1.5 Referencias.....	39
2. Descripciones tecnológicas.....	42



2.1 Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo.....	42
2.2 Baterías de iones de litio	69
2.3 Baterías de ácido de plomo	94
2.4 Baterías de sulfuro de sodio.....	109
2.5 Baterías de flujo redox de vanadio.....	121
2.6 Sales fundidas	134
2.7 Almacenamiento de energía con aire comprimido.....	145
2.8 Supercondensador	155
2.9 Volantes de inercia.....	164



Tablas

- Tabla 1.1. Categorías de sistemas de almacenamiento. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 1.2. Tendencias en un tipo de servicio que proporcionan las tecnologías. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 1.3. Plantilla de la Tabla para presentación de datos técnicos. Fuente: elaboración propia.
- Tabla 1.4. Datos específicos adicionales posibles. Fuente: Elaboración propia.
- Tabla 2.1. Diferentes elementos de la generación y de la planta de bombeo (PHS). Fuente: (ICOLD, 2019)
- Tabla 2.2. Modelos diferentes de turbinas hidráulicas convencionales. Fuente: (RIVERS, 2019)
- Tabla 2.3. Tipo de servicios que puede proporcionar el PHS. Fuente (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.4. Aplicaciones de la Tecnología PHS. Fuente: (EASE/EERA, 2017)
- Tabla 2.5. Comparación de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Fuente: (Desarrollado por los autores)
- Tabla 2.6. Características de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Fuente: (EASE/EERA, 2017)
- Tabla 2.7. Descripción cuantitativa. Fuente: elaboración propia
- Tabla 2.8. . Comparación de propiedades de química de los iones de litio. Fuente: (IRENA, 2017)
- Tabla 2.9. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de iones. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.10. Comparación de ventajas y desventajas de la química los iones de litio. Fuente: Adaptado de (IRENA, 2017)
- Tabla 2.11. Características típicas de la batería de ácido de plomo para el sistema de almacenamiento energético. Fuente: (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020)
- Tabla 2.12. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de ácido de plomo. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.13. Instalaciones de almacenamiento energético con baterías de plomo-ácido. Fuente: (Luo et al., 2015)
- Tabla 2.14. Características de la batería avanzada de ácido de plomo. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)
- Tabla 2.15. Sistema de baterías de la batería avanzada de ácido de plomo. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)
- Tabla 2.16. Infraestructura de potencia de la batería avanzada de ácido de plomo. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)
- Tabla 2.17. Especificación de la batería de la batería/supercondensador híbrido de plomo. Fuente: (DOE, 2015)
- Tabla 2.18. Configuración del sistema de baterías de la batería/supercondensador híbrido



de plomo. Fuente: (DOE, 2015)

- Tabla 2.19. Infraestructura de potencia de la batería/supercondensador híbrido de plomo. Fuente: (DOE, 2015)
- Tabla 2.20. Tipos de baterías y tamaños en el sistema de almacenamiento de M5BAT. Fuente: (Münderlein, Steinhoff, Zurmühlen y Sauer, 2019)
- Tabla 2.21. Ventaja y desventaja de baterías de ácido de plomo. Fuente: (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020)
- Tabla 2.22. Tipos de diseños mejorados por carbono Fuente: (May et al., 2018)
- Tabla 2.23. Materiales del carbono para recolectores de corriente negativa de carbono. Fuente: (May et al., 2018)
- Tabla 2.24. Materiales de membrana para la batería de plomo-ácido bipolar. Fuente: (May et al., 2018)
- Tabla 2.25. Historia breve de la tecnología del sodio en el almacenamiento energético. Fuente: (Delmas, 2018)
- Tabla 2.26. Características principales para una batería de sulfuro de sodio. Fuente: (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020)
- Tabla 2.27. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de NaS. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.28. Valores del sistema. Fuente: (Kawakami et al., 2010)
- Tabla 2.29. Especificaciones de PCS. Fuente: (Kawakami et al., 2010)
- Tabla 2.30. Eficiencias de celdas en corrientes de descarga diferentes. Fuente: (Skylas-Kazacos, 2009)
- Tabla 2.31. Características de la batería de VRF. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Tabla 2.32. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de VRF. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.33. Ejemplos de instalaciones de batería de VRF. Fuente: (Agencia Danesa de Energía, 2019)
- Tabla 2.34. Ventaja y desventaja de la batería de VRF. Fuente: (Lourenssen et al., 2019)
- Tabla 2.35. Punto de fusión y capacidades térmicas de las mezclas de sal de carbonato. Fuente: (DTU Energy, 2019)
- Tabla 2.36. Tipo de servicios que pueden proporcionar las sales fundidas. Fuente: (Luo et al., 2015)
- Tabla 2.37. Descripción general del Proyecto Agua Prieta Fuente: (CENACE, 2019; NREL, 2013)
- Tabla 2.38. Descripción general del proyecto de la Central Solar Solana. Fuente: (NREL, 2015)
- Tabla 2.39. Características típicas del sistema CAES. Fuente: (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020; Nadeem et al., 2019)
- Tabla 2.40. Tipo de servicios que puede proporcionar el CAES. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.41. Comparación de ejemplos diferentes del sistema CAES. Fuente: (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)
- Tabla 2.42. Características y capacidades típicas de los supercondensadores. Fuente: (Afif et al., 2019; Koohi-Fayegh y Rosen, 2020)



- Tabla 2.43.** Características clave de los supercondensadores. Fuente: (Berrueta et al., 2019)
- Tabla 2.44.** Tipo de servicios que pueden proporcionar los supercondensadores. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)
- Tabla 2.45.** Costo de capital para los supercondensadores. Fuente: (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020)
- Tabla 2.46.** Tipo de servicios que puede proporcionar el FESS. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)



Figuras

- Figura 1.1.** Clasificación de los sistemas de almacenamiento energético eléctrico de acuerdo con la forma de energía. Fuente: Adaptado de (EASE/EERA, 2017)
- Figura 1.2.** Capacidad eléctrica mundial de almacenamiento de energía instalada y en funcionamiento (GW) por clasificación de la tecnología en 2019. Fuente: (US DOE., 2019)
- Figura 1.3.** Gráfica de curva de madurez de la tecnología de almacenamiento energético. Fuente (IEA, 2014)
- Figura 1.4.** Posicionamiento para diferentes tecnologías de almacenamiento de energía en la potencia nominal del sistema en comparación con los tiempos de descarga a una potencia nominal. Fuente: (IRENA, 2017)
- Figura 1.5.** Idoneidad de diversas tecnologías de almacenamiento eléctrico para distintas aplicaciones. Fuente: Adaptado de (EASE/EERA, 2017)
- Figura 1.6.** Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de PHS. Fuente: Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)
- Figura 1.7.** Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de almacenamiento electromecánico. Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)
- Figura 1.8.** Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de almacenamiento térmico. Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)
- Figura 1.9.** Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de almacenamiento electroquímico. Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)
- Figura 1.10.** Componentes y su categorización para baterías basadas en celdas, como iones de litio, NaS y NaNiCl. Fuente: (DNV-GL, 2015)
- Figura 2.1.** Ilustración de la tecnología del PHS. Fuente: (EERE, 2019)
- Figura 2.2.** Instalación principal que constituye una central hidroeléctrica. Fuente: (CERI, 2008)
- Figura 2.3.** Diagrama de una estación de generación hidroeléctrica. Fuente: (CERI, 2008)
- Figura 2.4.** Tipos de turbinas hidráulicas Fuente: (ED, 2019)
- Figura 2.5.** Selección de turbina basada en la altura. Fuente: (RIVERS, 2019)
- Figura 2.6.** Ejemplo de operación de almacenamiento por bombeo. Fuente: (Ibrahim y Ilinç, 2013)
- Figura 2.7.** Ilustración del diseño unitario ternario. Fuente: (Borgquist, Hurless y Padula, 2017)
- Figura 2.8.** Plazos para regulación de la unidad de PHS avanzada moderna. Fuente: (EASE/EERA, 2017)
- Figura 2.9.** Las unidades ternarias demuestran operación por corto circuito hidráulico. Fuente: (Koritarov y Guzowski, 2013)
- Figura 2.10.** Principio de operación de un cátodo de óxido metálico de litio y celda de iones de litio de ánodos basada en carbono. Fuente: (IRENA, 2017)
- Figura 2.11.** Diagrama esquemático de un sistema LIB en modo de carga y descarga. Durante la descarga, los iones Li⁺ verdes mueven el electrodo negativo



- (izquierda) al electrodo positivo. El proceso se revierte durante el modo de carga (derecha). Fuente: (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)
- Figura 2.12.** Diseño esquemático de un sistema de almacenamiento con baterías, acoplamiento del sistema de potencia y componentes de la interfaz de la red. Fuente: (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)
- Figura 2.13.** Capacidad de carga restante para una LIB típica como función del tiempo de almacenamiento. Fuente (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)
- Figura 2.14.** Eficiencia de viaje redondo de conversión vs tasa C para una de las baterías de polímero de litio basada en NMC de Kokami. Fuente: (L. Kokam Co.)
- Figura 2.15.** Modelo del sistema de paquete eléctrico Tesla emparejado con la Granja Eólica Hornsdale de Neoen cerca de Jamestown, Sur de Australia. Fuente: (Tesla, 2017)
- Figura 2.16.** Sistema de almacenamiento Minima-Soma de Tohoku Electric Power Company. Fuente: (Toshiba, 2016)
- Figura 2.17.** Sistema de LIB de la central eólica de Laurel Mountain. Fuente: (AES)
- Figura 2.18.** Central solar Aura III en La Paz, México. Fuente: (pv magazine, 2019)
- Figura 2.19.** Precios de las baterías de iones de litio. Fuente: (Wood Mackenzie, 2019)
- Figura 2.20.** Costo del paquete de baterías de iones de litio histórico y pronosticado. Fuente: (Bloomberg NEF, 2018)
- Figura 2.21.** Precio del paquete de iones de litio promedio ponderado por volumen. Fuente: (Bloomberg NEF)
- Figura 2.22.** Crecimiento proyectado en capacidad de fabricación de LIB total y dividida entre los productores tecnológicos. Cada batería representa una capacidad de producción de un GWh por año. Fuente: (Desjardins, 2017)
- Figura 2.23.** Las propiedades proyectadas de químicas seleccionadas de sistemas de al eléctrico de baterías de iones de litio de 2016 y 2030. Fuente: (IRENA, 2017)
- Figura 2.24.** Componentes principales de la batería de ácido de plomo. Fuente: (May et al., 2018)
- Figura 2.25.** Cuarto de baterías en la Central Eléctrica Lerwick. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)
- Figura 2.26.** Tres cadenas de baterías instaladas. Fuente: (DOE, 2015)
- Figura 2.27.** Configuración del sistema de baterías M5BAT. Fuente: (Münderlein et al., 2019)
- Figura 2.28.** Plano de difusión de sodio en β -Al₂O₃ y β' -Al₂O₃. Fuente: (Delmas, 2018)
- Figura 2.29.** Representación esquemática de la batería de NaS (a) y la batería ZEBRA (b). Fuente: (Delmas, 2018)
- Figura 2.30.** Reacción de descarga y carga en la celda de la batería NaS. Fuente: (DTU Energy, 2019)
- Figura 2.31.** Propiedades de eficiencia y tiempo de vida de tecnologías de almacenamiento energético. Fuente: (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020)
- Figura 2.32.** 17 conjuntos de baterías NaS de 2 MW. Fuente: (Kawakami et al., 2010)
- Figura 2.33.** Componentes de la celda de batería de VRF única. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Figura 2.34.** Concepto de flujo redox. Fuente: (Skylas-Kazacos, 2009)



- Figura 2.35.** Mecanismo de reacción para parejas de redox $\text{VO}_2^+/\text{VO}_2^+$. Fuente: (DTU Energy, 2019)
- Figura 2.36.** Efecto de la temperatura operativa en el voltaje de la batería de carga-descarga a 50 % SoC. Fuente: (T. Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Figura 2.37.** Correlación entre CE y temperatura de operación para una solución 2 M H_2SO_4 + 2 M VOSO_4 con electrodo de grafito. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Figura 2.38.** Eficiencia coulombica y energética. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Figura 2.39.** Voltaje característico de carga-descarga en temperaturas diferentes. Fuente: (T. Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Figura 2.40.** Voltaje de circuito abierto durante el proceso de autodescarga. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)
- Figura 2.41.** Tipos de tecnología de CSP. Fuente: (Fernández et al., 2019)
- Figura 2.42.** Concepto indirecto de dos tanques de sal fundida. Fuente: (Fernández et al., 2019)
- Figura 2.43.** Estación de ciclo combinado Agua Prieta II. Fuente: (SENER, 2016)
- Figura 2.44.** Factor de capacidad para PTCs y centrales de CSP de tecnología de reflectores lineales de Fresnel (LFRs). Fuente: (Fernández et al., 2019)
- Figura 2.45.** Central Solar Solana, EE. UU. Fuente: (NREL, 2015)
- Figura 2.46.** Central eléctrica Ain Beni Mathar. Fuente: (ABENGOA, 2019)
- Figura 2.47.** Diagrama esquemático de los sistemas de CAES diabáticos (a) y adiabáticos (b). Fuente: (IRENA, 2017)
- Figura 2.48.** Diagrama esquemático del condensador convencional. Fuente: (Afif et al., 2019)
- Figura 2.49.** Componente principal de supercondensadores. Fuente: (Berrueta et al., 2019)
- Figura 2.50.** Gráfico de energía y densidad de potencia para sistemas de almacenamiento energético eléctrico. Fuente: (Berrueta et al., 2019)
- Figura 2.51.** Supercondensador de La Palma. Fuente: (Mahmoudi, Ghaffour, Goosen y Bundschuh, 2017)
- Figura 2.52.** Representación en diagrama de bloques del Supercondensador de La Palma. Fuente: (Egido et al., 2015)
- Figura 2.53.** Descripción del sistema de una instalación de almacenamiento energético de volante. Fuente: (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015)
- Figura 2.54.** Hazle Township, Pennsylvania. Fuente: (DTU Energy, 2019)



1. Introducción

Un reto para transformar los sistemas eléctricos es el aumento de la entrada de la generación renovable intermitente. Las tecnologías de baja emisión de carbono, como la solar y eólica, tienen altos costos de capital y bajos costos operativos, aunque la generación intermitente no puede pronosticarse ni controlarse con facilidad. Los déficits y excedentes de la generación renovable pueden administrarse en el futuro en gran medida si se les incorpora por medio de sistemas de almacenamiento de energía.

Sin embargo, esta no es la única manera de abordar los beneficios del almacenamiento de energía, porque el sistema de red eléctrica necesita muchos servicios diferentes para su operación óptima y para garantizar los niveles de eficiencia, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional. Al mismo tiempo, estos servicios remiten a problemas tales como la gestión de: niveles de voltaje, frecuencia, congestiones en la red, balanceo de la carga, entre otros, que tienen relación directa con la disponibilidad y gestión de la energía eléctrica.

Este catálogo aborda tecnologías para el almacenamiento de energía a escala de servicios para el sistema eléctrico mexicano. El enfoque es en las tecnologías de almacenamiento específicas que se consideraron relevantes para México (para saber más sobre la selección, vea el Apéndice A). La interacción con el sistema y la combinación con otras tecnologías no se considera.

Este catálogo se basa solo en la información disponible en la bibliografía literaria consultada, y cada unidad de tecnología de almacenamiento la define su portador energético, de manera que el límite para cada sistema de almacenamiento es la entrada y salida del mismo portador energético. Por ejemplo, mientras que un volante de inercia almacena energía cinética, quedará definida en este catálogo para todo propósito como almacenamiento de electricidad. Por lo tanto, la conversión de electricidad a energía cinética y de vuelta se incluye en la tecnología de almacenamiento. Cada capítulo contiene la descripción cualitativa y los datos cuantitativos necesarios para comprender de forma aceptable como se almacena al portador energético.

En el presente reporte se estudian tres grupos de tecnologías de almacenamiento de manera cercana: almacenamiento electroquímico (baterías), térmico y electromecánico. Se centra solamente en ocho tecnologías y una mención especial que se consideró con el potencial de implementación en el corto y mediano plazo en México: almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo, baterías de iones de litio, baterías de ácido de plomo, baterías de sulfuro de sodio (NaS), baterías de flujo (Va-Redox), volantes de inercia, sales fundidas, aire comprimido (CAES) y la mención especial que se refiere a los supercondensadores.

El propósito principal del catálogo es proporcionar datos generalizados para el análisis a largo plazo de sistemas energéticos, incluyendo datos económicos y una descripción cualitativa de las tecnologías con un resumen de las tendencias de aplicación más relevantes de tecnologías específicas para sistemas de almacenamiento de energía.

El mapeo se realizó con base en una investigación, que al mismo tiempo se centró en los retos que las tecnologías enfrentan relacionados con su desarrollo y con el mercado para su despliegue en el sistema eléctrico mexicano. El resultado del trabajo que ahora se publica está dirigido a quienes toman decisiones relacionadas con el desarrollo y la implementación de



tecnologías de almacenamiento en México, a las empresas involucradas la comunidad de investigadores y al público interesado en este tema.

A efecto de señalar el orden en que presentan las diferentes tecnologías en el catálogo se mencionan aquí que los supuestos generales se describen en la Sección 1.1. Las secciones siguientes (1.2 y 1.3) explican los formatos de los capítulos de tecnología, cómo se obtuvieron los datos y en qué supuestos se basan. Cada tecnología se describe de manera subsecuente en un capítulo separado, constituyendo la parte principal de este catálogo. Los capítulos describiendo cada tecnología contienen tanto una descripción de las tecnologías como una parte cuantitativa que incluye una tabla con los datos de tecnología más importantes.

1.1 Clasificación general

Hay diferentes formas de energía almacenada y de aplicaciones posibles para determinadas tecnologías. Sin embargo, como el enfoque de este catálogo es la escala de servicio en el sistema eléctrico nacional, se categorizan como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 1.1. Categorías de sistemas de almacenamiento. Fuente: elaboración propia.

	Principio	Aplicación dentro de la cadena de valor en el sistema eléctrico		
		Operación en el sistema de trasmisión	Operación en el sistema de distribución	Usuarios finales
Forma de energía almacenada	Electroquímica	Ion-Litio Sodio-Azufre (Na-S) Plomo-acido Flujo Vanadio Redox	Ion-Litio Sodio-Azufre (Na-S) Plomo-acido Flujo Vanadio Redox	Ion-Litio Sodio-Azufre (Na-S) Plomo-acido Flujo Vanadio Redox
	Térmica	Sales fundidas	Sales fundidas	
	Mecánica	Rebombeo Hidráulico (PHS) Volantes de inercia Aire Comprimido (CAES)	Rebombeo Hidráulico (PHS) Volantes de inercia Aire Comprimido (CAES)	Volantes de inercia
	Eléctrica	Supercapacitores		Supercapacitores

Las posibles formas de energía almacenada consideradas son: electroquímica (baterías), térmica, mecánica y eléctrica. Mientras que las aplicaciones consideradas incluyen tecnologías de gran escala para proporcionar servicios del sistema, otros tamaños más pequeños son posibles para aplicaciones específicas en la gestión óptima de la red. El nivel de consumo no se considera en este catálogo. La tabla solo enumera las tecnologías incluidas en el catálogo.

Con base en el servicio provisto, las tecnologías de almacenamiento pueden dividirse en dos



categorías principales: intensa en potencia e intensa en energía.

Las **aplicaciones intensivas de potencia** se requieren para proporcionar servicios conexos al sistema eléctrico en la manutención del balance de frecuencia y voltaje o proporcionar calidad de potencia. Las aplicaciones intensivas de potencia hacen esto al entregar grandes cantidades de potencia por periodos en la escala de segundos o minutos y, por lo tanto, se les caracteriza por una relación alta de potencia a energía (tiempos de descarga breves) y respuesta rápida (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018).

Las **aplicaciones intensivas de energía** se usan para almacenar grandes cantidades de energía para hacer coincidir la demanda con la oferta, realizar un nivelado de la carga o reducir la congestión en la red. Estas tecnologías se caracterizan con una relación menor de potencia a energía (tiempos de descarga largos) y se usan en una escala estacional horaria (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018).

Tabla 1.2. Tendencias en un tipo de servicio que proporcionan las tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Servicio provisto	
	Intensivo en potencia	Intensivo en energía
Iones de litio		
Sulfuro de sodio (NaS)		
Ácido de plomo		
Flujo de redox de vanadio (VRF)		
Sal fundida		
Hidroeléctrica por bombeo		
Volante		
CAES		
Supercondensadores		

La distinción entre tecnologías que proporcionan servicios intensivos de potencia o de energía no siempre es clara. Algunas tecnologías, tales como las baterías, pueden proporcionar ambos servicios.

1.2 Descripción cualitativa

La descripción cualitativa cubre las características clave de cada tecnología de una forma tan concisa como es posible. Se incluyen los párrafos siguientes cuando son pertinentes para la tecnología y cuando se dispone de la información.



1.2.1 Descripción tecnológica breve

La descripción breve está enfocada para personas que no son ingenieros acerca de cómo funciona la tecnología y para qué propósito. Esto incluye la forma de energía almacenada, cualquier medio de almacenamiento potencial y la aplicación de la tecnología. Adicionalmente, se explica el tipo de servicios que la tecnología de almacenamiento puede proporcionar.

Se identifican los límites del sistema en esta sección. Se incluye una ilustración de la tecnología que muestra los componentes principales y principios de trabajo.

1.2.2 Entrada/Salida

La forma de entrada de la energía que se almacenará (electricidad, agua caliente, gas natural, etc.) y las salidas.

1.2.3 Eficiencia y pérdidas de energía

La eficiencia de conversión energética:

- Eficiencia de carga/descarga
- Eficiencia de ciclo completo y
- Pérdidas de energía como lo son la autodescarga (baterías), la pérdida de calor, la pérdida mecánica, etc.

1.2.4 Características y capacidades típicas

Las características se indican para una sola unidad capaz de proporcionar el servicio de almacenamiento necesario. En el caso de las tecnologías modulares tales como baterías, la unidad se representa con un tamaño típico de instalación de batería, para proporcionar el servicio descrito. Las características típicas expresadas son:

- Capacidad de almacenamiento energético, en MWh: cantidad de energía que puede almacenarse
- Capacidades de entrada y salida en MW: tasa en la cual la energía puede cargar o descargar
- Densidad energética y energía específica, en kWh/m³ y Wh/kg respectivamente.

Para algunas tecnologías de almacenamiento, hay cierta cantidad de energía que se debe mantener constantemente en la unidad de almacenamiento para asegurar una baja degradación o mantener condiciones específicas (por ej., presión, temperatura).

Por ejemplo, en las baterías eléctricas puede haber una cota inferior para el estado de carga (SOC) y para el almacenamiento del gas en cavernas se requiere, por lo general, cierta cantidad



de gas cubriente¹. En dichos casos, solo se especifica la “capacidad de almacenamiento activo”, que significa la cantidad de energía entre el nivel máximo y mínimo.

Si la tecnología tiene varios tamaños típicos, los rangos para los parámetros diferentes pueden indicarse aquí.

1.2.5 Periodo de almacenamiento típico

Expresión cualitativa de cuánto tiempo se almacena por lo general la energía en la unidad, la cual se relaciona de forma cercana con la aplicación y los servicios provistos. El periodo de almacenamiento está por lo general en el rango de horas o días a periodos más prolongados tales como meses o años.

1.2.6 Capacidad de regulación

Qué tan rápido pueden comenzar y qué tan rápido pueden responder a cambios en demanda o proporcionar servicios de red.

1.2.7 Ejemplos de tecnologías estándar en el mercado

Se mencionan los proyectos comerciales a gran escala, los cuales pueden considerarse como un estándar del mercado, de preferencia con vínculos. Para tecnologías en donde no se ha establecido aún ningún estándar de mercado, se hace referencia a la mejor tecnología disponible en proyectos de investigación y Desarrollo (R&D).

1.2.8 Ventaja/Desventaja

Una descripción de ventajas y desventajas específicas en relación con tecnologías equivalentes. Se ignoran las ventajas genéricas. Por ejemplo, las tecnologías de energía renovable mitigan los riesgos climáticos y mejoran la seguridad del suministro.

1.2.9 Ambiente

Se mencionan las características ambientales. Por ejemplo, emisiones especiales o las huellas ecológicas principales (por ejemplo, para baterías se menciona el uso de materiales críticos, tóxicos o regulados).

¹ Gas base (o gas cubriente) es el volumen de gas natural previsto como inventario permanente en un depósito de almacenamiento para mantener la presión adecuada y las tasas de entrega en la temporada de retiro (era <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/>)



1.2.10 Investigación y desarrollo

Esta sección enumera los retos más importantes para el desarrollo posterior de la tecnología. Adicionalmente, el potencial para desarrollo tecnológico en términos de costos y eficiencia es posible.

1.2.11 Predicción de desempeño y costo

Se pueden esperar reducciones y mejoras en los costos de desempeño para la mayoría de las tecnologías en el futuro. Esta sección contiene los supuestos que subyacen al costo y desempeño en 2020, además de las mejoras asumidas para 2030 y 2050.

La tecnología específica se identifica y clasifica en la madurez tecnológica, indicando el progreso comercial y tecnológico y se describen los supuestos para proyectos. Al formular la sección se considera la información antecedente que se indica a continuación:

Datos para 2020

En el caso de tecnologías en donde se han establecido estándares de mercado, el desempeño y los datos de costo de versiones instaladas recientes de la tecnología en los países de la región en relación con la tecnología específica se usan para los cálculos de 2019.

Si no hay datos disponibles, o si no ha emergido ningún estándar de mercado adecuado para tecnologías nuevas, los costos de 2019 pueden calcularse usando referencias internacionales tales como el IEA, NREL, etc.

Supuestos para 2030 y 2050

Un análisis detallado de la idoneidad tecnológica y económica del amplio rango de aplicaciones y posibilidades de provisión de servicio en contextos locales diversos involucra un mucho más profundo examen. Un análisis robusto del valor que proporcionan los sistemas de almacenamiento a nivel del sistema eléctrico requiere un modelado detallado del sistema eléctrico específico que se investiga. Recibe fuerte influencia del diseño específico del mercado y los costos y beneficios de proporcionar estos servicios por medio de medios alternativos dentro del mercado estudiado. También involucra una determinación de las ubicaciones y el tamaño de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), los cuales minimizan el costo de la demanda del sistema en servicio y un estudio de la operación en tiempo real de los sistemas de almacenamiento propuestos (IRENA, 2017).

Sin embargo, en aras de proporcionar algunas perspectivas iniciales, los diversos estudios analizan los costos de servicio futuros que permiten que el usuario identifique el costo anual aproximado del servicio de almacenamiento eléctrico en aplicaciones diferentes.

Este reporte no contiene simulaciones sobre las cuales se puedan tomar decisiones, pero proporciona datos sobre la tecnología que pueden usarse como, por ejemplo, análisis de sistemas y evaluaciones de aplicaciones específicas para identificar algunas de las opciones efectivas en costo disponibles para evaluación inicial y conducidas para el análisis más detallado de su idoneidad para la aplicación específica, su desempeño en la aplicación en el mundo real y economía relativa; estos estudios específicos los hacen las empresas desarrolladoras en



proyectos identificados con oportunidad de valor alto.

Curvas de aprendizaje y madurez tecnológica

Un estudio para predecir los costos futuros de tecnologías puede hacerse usando curvas de aprendizaje. Las curvas de aprendizaje expresan la idea de que, cada vez que se produce una tecnología, se acumula aprendizaje y esto conduce a una producción más barata de la siguiente unidad de dicha tecnología. Las tasas de aprendizaje también consideran beneficios a partir de la economía de la escala y beneficios relacionados con el uso de procesos de producción automatizados en volúmenes de producción altos. El potencial para mejorar las tecnologías está ligado al nivel de madurez tecnológica.

1.2.12 Incertidumbre

El catálogo cubre tecnologías con diferente Nivel de Madurez Tecnológica (TRL por sus siglas en inglés). Esto implica que el precio y desempeño de algunas tecnologías puede calcularse con un nivel relativamente alto de certidumbre, mientras que, para otros, tanto el costo y el desempeño en el presente y futuro se asocian con niveles altos de incertidumbre.

Esta sección incluye cuestiones relacionadas con la tecnológicas o con el mercado de la tecnología específica, además del nivel de experiencia y conocimiento en el sector y limitaciones posibles sobre materias primas.

1.2.13 Comentarios adicionales

Esta sección incluye otra información como, por ejemplo, vínculos a sitios web que describen más la tecnología o dan cifras clave sobre esta.

1.3 Descripción cuantitativa

Para permitir análisis comparativos entre tecnologías diferentes es imperativo que los datos sean comparables: todos los datos de costos se indican en los precios fijos del mismo año, excluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y otros. La información que se da en las tablas se relaciona con el estado de desarrollo de la tecnología en el punto de la decisión de inversión final (FID por sus siglas en inglés) en el año determinado (2020, 2030 y 2050). Se asume que se toma la FID cuando se asegura el financiamiento de un proyecto y todos los permisos están a la mano. El año de puesta en marcha dependerá del tiempo de construcción de las tecnologías individuales.

A continuación, aparece una tabla típica de datos cuantitativos que contiene todos los parámetros usados para describir las tecnologías específicas. La tabla consta de una parte genérica, la cual es idéntica para todas las tecnologías de almacenamiento y una parte específica de tecnología, que contiene información que solo es relevante para la tecnología específica. La parte genérica se hace para contemplar una comparación fácil.

Cada celda en la tabla contiene un número, el cual es el cálculo central para la tecnología



estándar del mercado; es decir, no hay indicaciones de rango.

La sección sobre incertidumbre en la descripción cualitativa para cada tecnología indica los problemas principales que tienen influencia en la incertidumbre relacionada con la tecnología específica. Para tecnologías en etapas tempranas de desarrollo tecnológico o tecnologías con una tendencia especial a las variaciones de datos de costo y desempeño, los límites que expresan el intervalo de confianza pueden tener como resultado intervalos grandes. La incertidumbre se relaciona con la tecnología estándar del mercado.

El nivel de incertidumbre se indica para las figuras más críticas, como lo son costo de inversión y eficiencias. Se consideran otras figuras si son relevantes.

Todos los datos en las tablas tienen como referencia un número en la columna superior derecha (Ref) que remite a alguna fuente específica debajo de la tabla.

Las notas incluyen información adicional sobre cómo se obtienen los datos, además de supuestos y cálculos potenciales detrás de las figuras presentadas. Antes de usar los datos, tenga en cuenta que la información esencial aparece en las notas debajo de la tabla. A continuación, se presentan las partes genéricas de las tablas para tecnologías de almacenamiento:

Tabla 1.3. Plantilla de la Tabla para presentación de datos técnicos. Fuente: elaboración propia.

Tecnología	Nombre / Descripción								
	2020	2030	2050	Incertidumbre (2020)		Incertidumbre (2030)		Nota	Ref
				inferior	Superior	inferior	Superior		
Energía/Datos técnicos									
Forma de energía almacenada									
Aplicación									
Capacidad de almacenamiento por unidad (MWht) o (MWh)									
Capacidad de descarga por unidad (MWth) o (MW)									
Capacidad de entrada o inyección por unidad (MW)									
Eficiencia de ciclo (%)									
- Eficiencia de carga (%)									
- Eficiencia de descarga (%)									
Perdidas de Energía durante el almacenamiento (%/periodo)									
Consumo de electricidad auxiliar (% de producción) (Expresado solo para almacenamiento de calor y gas)									
Interrupción forzada (%)									
Interrupción planificada (semanas/año)									
Tiempo de vida útil técnica (años)									
Tiempo de construcción (años)									
Tiempo de vida en número de ciclos									
Habilidad de regulación									
Tiempo de respuesta del estado inactivo a la descarga completa (seg)									



Tecnología	Nombre / Descripción								
	2020	2030	2050	Incertidumbre (2020)		Incertidumbre (2030)		Nota	Ref
				inferior	Superior	inferior	Superior		
Energía/Datos técnicos									
Tiempo de respuesta desde la carga nominal completa hasta la descarga nominal completa (seg)									
Datos financieros									
Inversión específica total (MUSD\$2020 por MWh)									
- Componente de energía (MUSD\$/MWh)									
- Componente de capacidad (MUSD\$/MW)									
- Otros costos de proyecto (MUSD\$)									
Costos Fijos de O&M (% total investment)									
Costos Variables de O&M (USD\$2020MWh)									
Datos técnicos específicos									
Costos alternativos de inversión (M\$USD2020/MW)									
Potencia específica (W/kg)									
Densidad de Potencia (kW/m ³)									
Energía específica (Wh/kg)									
Densidad de Energía (kWh/m ³)									

1.3.1 Datos energéticos/técnicos

Capacidad de almacenamiento de energía para una unidad

La capacidad de almacenamiento, capacidad nominal (no capacidad máxima), representa el tamaño de una unidad estándar en términos de energía almacenada.

En el caso de alguna tecnología modular, como lo son las baterías, un tamaño típico basado en las instalaciones históricas o el estándar del mercado se eligen como una unidad. Pueden especificarse tamaños diferentes en tablas separadas como, por ejemplo, instalación de batería pequeña, mediana, grande.

Como se explica en "Características típicas", la capacidad de almacenamiento energético hace referencia solamente a la parte activa de la unidad de almacenamiento; es decir, la energía que puede usarse y no la capacidad nominal de almacenamiento. Hay información adicional sobre el nivel mínimo de energía requerido en las notas. La unidad MWh se usa para la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica.

Capacidad de salida y entrada para una unidad

Se indica la capacidad de salida nominal para una unidad completa y hace referencia a la parte



activa del almacenamiento. En las notas, se especifica cualquier otra información sobre el nivel mínimo. Se da como capacidad de salida neta en operación continua; es decir, capacidad de salida bruta menos el consumo propio.

La capacidad de entrada nominal se indica también para una unidad completa. En caso de que sea equivalente a la capacidad de salida, el valor especificado será el mismo. La unidad MW se usa para todas las capacidades de salida y entrada.

Eficiencia de viaje redondo (eficiencias de carga y descarga)

Cuando sea posible, se indican por separado, en porcentajes, las eficiencias de los procesos de carga y descarga.

La eficiencia de ciclo completo es el producto de las eficiencias de carga y descarga.

$$RT\varepsilon = CH\varepsilon \times DCH\varepsilon$$

Y expresa la fracción de la energía de entrada, la cual puede recuperarse en la entrada, asumiendo que no hay pérdida durante el periodo de almacenamiento. Representa la relación entre la energía provista al usuario y la energía necesaria para cargar el sistema de almacenamiento.

Para el almacenamiento eléctrico, está previsto como valor AC-AC y, por lo tanto, incluye pérdidas en los convertidores y otros auxiliares.

La eficiencia de ciclo completo permite hacer comparaciones de diferentes tecnologías de almacenamiento con respecto a la eficiencia del proceso de almacenamiento. Sin embargo, no incluye las pérdidas durante el periodo de almacenamiento y no da una imagen integral.

Pérdidas de energía durante el almacenamiento

Aquí se especifica la energía perdida de la unidad de almacenamiento debido a pérdidas en un horizonte de tiempo específico. Es prudente mencionar que, para distintas tecnologías, estas pérdidas dependerán del tiempo de almacenamiento y este catálogo no contiene dichas especificaciones.

Las tecnologías con periodos de almacenamiento diferentes mostrarán un comportamiento muy diferente con respecto a las pérdidas de energía. Por lo tanto, el periodo se elige con base en las características de la tecnología (por ej., pérdidas de %/hora, pérdidas de %/días o pérdidas de %/año).

Las pérdidas se expresan como porcentaje de la capacidad de almacenamiento de energía (como se define anteriormente) perdida en el plazo elegido.

Consumo eléctrico auxiliar

Los sistemas de almacenamiento que involucran calor y gas por lo general necesitan sistemas auxiliares para funcionar, como es el caso de las bombas y/o los compresores. El consumo auxiliar expresa el consumo de electricidad a partir de dicho equipo como porcentaje de salida, el cual ha pasado por todo el ciclo de almacenamiento.

Para el almacenamiento eléctrico, este componente ya se incluye en la eficiencia de viaje redondo general (AC-AC).



Paro forzado y planificado

El paro forzado se define como el número de horas de paro forzado ponderadas dividido entre la suma de horas de paro forzadas y horas de operación. Las horas de paro forzado ponderadas son la suma de horas de producción reducida generadas por paros no planificados, ponderada de acuerdo con cuánta capacidad haya quedado fuera. El paro forzado se expresa en porcentajes.

Tiempo de vida técnica

El tiempo de vida técnica es el tiempo esperado por el cual puede operarse la instalación de almacenamiento dentro, o aceptablemente cerca de, sus especificaciones de desempeño originales, siempre que se lleven a cabo la operación y el mantenimiento rutinarios. Durante este tiempo de vida, algunos parámetros de desempeño pueden degradarse gradualmente, pero continuar dentro de los límites aceptables. Por ejemplo, las eficiencias suelen reducirse de manera ligera (poco porcentaje) con el paso de los años y los costos de O&M aumentan debido al desgaste y degradación de componentes y sistemas. Al final del tiempo de vida técnica, se espera que la frecuencia de los problemas operativos no previstos y el riesgo de averías conduzca a una disponibilidad inaceptablemente baja y/o costos de O&M altos. En este momento, la central queda fuera de servicio o pasa por una extensión de su tiempo de vida, lo cual implica una renovación mayor de componentes y sistemas, según se requiera, para hacer que la unidad de almacenamiento sea adecuada para un periodo de operación nuevo.

El tiempo de vida técnica indicado en este catálogo es un valor teórico inherente a cada tecnología, con base en los datos reportados en la bibliografía consultada. El tiempo de vida técnica esperado considera un número típico de arranques y paros.

En la vida real, las instalaciones de almacenamiento de tecnología similar pueden operar por periodos más breves o prolongados. La estrategia para la operación y mantenimiento como, por ejemplo, el número de horas de operación, arranques y reinversiones hechas con el paso de los años tendrá gran influencia en el tiempo de vida real.

Para todas las tecnologías de almacenamiento, el tiempo de vida se expresa en años. Para baterías eléctricas, se expresa tanto en años como en número de ciclos, porque el aprovechamiento diferente de la batería en términos de frecuencia de carga/profundidad de descarga tiene un impacto en su tiempo de vida.

Tiempo de construcción

Tiempo para la decisión final de inversión (FID) hasta que termine la puesta en servicio (inicio de la operación comercial), expresado en años.

1.3.2 Capacidad de regulación (Tipo de servicios provistos)

Las capacidades de regulación eléctrica de las tecnologías se describen con dos parámetros:

- Tiempo de respuesta de inactivo a descarga nominal total (segundos)
- Tiempo de respuesta de carga nominal total a descarga nominal total (segundos)

El tiempo de respuesta de inactivo a descarga nominal total se define como el tiempo, en



segundos, que toma al almacenamiento eléctrico para alcanzar su 100% de la capacidad de descarga a partir de la condición inactiva.

El tiempo de respuesta a partir de una carga nominal total a una descarga nominal total se define como el tiempo, en segundos, que toma para que el almacenamiento eléctrico pase de carga a capacidad total a descarga a capacidad total.

1.3.3 Datos financieros

Los datos financieros aparecen en dólares estadounidenses (\$), precios fijos de 2020 y no se incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y otros. Según el reporte de la IEA desde 2015 (Agencia Internacional de Energía, 2014), las generalizaciones de los costos de tecnologías de almacenamiento no deben ser superiores a los costos a nivel regional o local, porque los costos se determinan en gran manera según las condiciones locales. México es un país que apenas ha abierto su sector energético a un mercado que permite una participación más directa de la inversión privada y el sector de almacenamiento energético apenas está a la vista, pero se espera una implementación rápida. Estas condiciones emergentes de cadenas de valor quieren decir que los costos locales difícilmente serán menores que las generalizaciones presentadas.

Costo de inversión

El costo de inversión también se llama precio de ingeniería, suministro y construcción (EPC por sus siglas en inglés) o el denominado "costo nocturno". Se asume que también se incluyen costos de infraestructura y conexión, es decir, conexiones de electricidad, combustible y agua adentro de las instalaciones de una central.

No se incluye la renta del terreno, pero puede evaluarse con base en los requisitos de espacio, si se especifica en la descripción cualitativa.

No se incluyen los costos de desarrollo previo de los propietarios (administración, consultoría, administración de proyectos, preparación del sitio, aprobaciones por autoridades) e interés durante la construcción. Tampoco se incluyen los costos para desmantelar centrales fuera de servicio.

El costo total de inversión se reporta con base normalizada; es decir, costo por MWh de capacidad de almacenamiento. Es el costo total de inversión dividido entre la capacidad de almacenamiento de energía para una unidad, indicado en la tabla.

Para la mayor parte de las tecnologías de almacenamiento, es posible identificar tres componentes de costo principales: un componente de energía, un componente de capacidad y otros costos fijos. Donde sea posible, los costos totales de inversión se dividen entre estos componentes.

Los componentes que se consideran son los siguientes:

- Costo del componente energético (CE) [M\$/MWh]: costo relacionado con el equipo para almacenar la energía (incluyendo su instalación) como, por ejemplo, módulos de batería o reservas en una central hidroeléctrica por bombeo;
- Costo del componente de capacidad (CP) [M\$/MW]: costo relacionado con el equipo a condición o convertir al portador energético y tenerlo disponible para el usuario o la red (incluyendo su instalación) como, por ejemplo, conexión del convertidor y la red para un



sistema de batería, turbina/bomba y conexión de la red para una central hidroeléctrica por bombeo.

- Otros costos de proyecto (Cother) [M\$]: incluye los costos fijos que no se escalan con la capacidad o energía, como aquellos para gestión de datos y sistema de control, ingeniería de proyectos, obras civiles, edificios, preparación del sitio, puesta en servicio.

En este catálogo, el costo total de inversión se expresa en términos relativos, en M\$/MWh, dividiendo el Gasto Total de Capital entre la capacidad de almacenamiento de energía (E_{sc}) para una unidad en MWh.

$$\text{Gasto total de capital} = C_E \times E_{sc} + C_P \times P_{out} + C_{other} \quad [M\$]$$

$$\text{Costo total de la inversión} = \frac{\text{Gasto total de capital}}{E_{sc}} = C_E + \frac{C_P}{h} + \frac{C_{other}}{E_{sc}} \quad [M\$/MWh]$$

Donde:

E_{sc} = Capacidad de almacenamiento energético para una unidad [MWh]

P_{out} = Capacidad de salida para una unidad [MW]

$h = \frac{E_{sc}}{P_{out}}$ = Número total de horas de descarga [h]

Para aplicaciones de almacenamiento eléctrico con un servicio intensivo en potencia, se indica un costo de inversión total alternativo en M\$/MW en los datos específicos tecnológicos, calculado, al dividir, el gasto total en capital entre la capacidad de salida para una unidad.

$$\text{Gasto total de capital}/P_{out}$$

Costo de expansión de la red

Se incluyen los costos para la conexión de la unidad de almacenamiento al sistema en el costo de inversión (costos superficiales), mientras que no se considere ningún costo de expansión de la red o refuerzo en los datos presentados (costos profundos).

Ciclos de negocio

El costo del equipo energético muestra fluctuaciones que pueden relacionarse con los ciclos comerciales. La tendencia fue general y global. Un ejemplo son las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT por sus siglas en inglés), donde los precios aumentaron agudamente de \$400-600 por kW a máximos de \$1,250. Cuando se proyectan los costos de tecnologías, se intenta, en manera de lo posible, compensar el efecto de cualquier ciclo de negocio, que puede tener influencia en los precios actuales.

Economía de escala

En la descripción y en la ficha técnica de la tecnología, se indica un tamaño típico de la unidad de almacenamiento. No se considera ninguna economía de escala ni regla de escala en este catálogo. En vez de esto, se especifican los componentes de costo para energía y capacidad para



las tecnologías. Se prevé que se use en un rango limitado alrededor de la capacidad típica y no, por ejemplo, para doblar la capacidad.

En caso de que alguna tecnología tenga una naturaleza modular y pueda escalarse en tamaños diferentes, esto se especificará en el capítulo de tecnología específica.

Costos de operación y mantenimiento (O&M)

La parte fija de O&M puede expresarse de dos maneras diferentes.

1. La parte fija de O&M puede expresarse en términos de porcentaje (%) del costo total de inversión, como se define en el párrafo anterior y como se indica en las tablas.
2. La parte fija de O&M se calcula como capacidad de almacenamiento de costo por energía para una unidad por año (\$/MWh/año), en donde la capacidad de energía es la que se define al inicio de este capítulo y se indica en las tablas.

Incluye todos los costos que son independientes de cómo se opera el sistema de almacenamiento como, por ejemplo, administración, personal operativo, pagos por contratos de servicio de O&M, red o cargos por sistema, impuesto predial y seguro. También se incluye cualquier reinversión necesaria para mantener operando la unidad dentro del tiempo de vida técnica, mientras que se excluyen las reinversiones para extender la vida. El costo de reinversiones para extender el tiempo de vida de la unidad de almacenamiento puede mencionarse en una nota si los datos están disponibles.

Los costos variables de O&M (\$/MWh) se calculan como costos por MWh de energía liberada efectivamente por el almacenamiento. Incluyen el consumo de materiales auxiliares (agua, lubricantes, aditivos para combustible), el tratamiento y la disposición de residuos, la reparación y el mantenimiento relacionados con la producción y repuestos (aunque no los costos que cubren las garantías y seguros).

Los costos planificados y no planificados de mantenimiento entran en los costos fijos (por ej., trabajos de mantenimiento anuales programados) o costos variables (por ej., trabajos, dependiendo del tiempo de funcionamiento real) y se dividen como corresponde.

Debe notarse que los costos de O&M por lo general se desarrollan con el paso del tiempo. Los costos de O&M indicados son entonces costos promedio durante el tiempo de vida total.

1.3.4 Datos específicos de tecnología

Dependiendo de la forma de energía almacenada, se especifican datos adicionales en esta sección.

Para las tecnologías de almacenamiento eléctrico (baterías en particular), se indican la densidad de potencia (W/m^3) y la densidad de energía (Wh/m^3), además de la energía específica (Wh/kg) y potencia específica (W/kg). Para las tecnologías de almacenamiento eléctrico (baterías en particular), se indican la densidad de potencia PD (W/m^3) y densidad de energía ED (Wh/m^3), además de la energía específica SE (Wh/kg) y potencia específica SP (W/kg). Dependiendo de la disponibilidad de los datos, en este catálogo, estos parámetros se vinculan mediante horas de descarga y volumen, características de peso y energía para las aplicaciones específicas que aparecen en las fichas técnicas para cálculo consistente.



$$(SP = \frac{SE}{h} ; PD = \frac{ED}{h})$$

SP: Potencia específica (por sus siglas en inglés)

PD: Densidad de Potencia (por sus siglas en inglés)

El costo total de inversión por MW también se indica como figura alternativa para la inversión total en \$/MWh.

$$\text{Costo de inversión total alternativo} = \textit{Gasto total de capital} / P_{out}$$

La tabla siguiente resume los datos específicos de la tecnología:

Tabla 1.4. Datos específicos adicionales posibles. Fuente: Elaboración propia.

Electricidad
Costo de inversión total alternativo (M\$/MW)
Tiempo de vida en el número total de ciclos
Potencia específica (W/kg)
Densidad de potencia (W/m ³)
Energía específica (Wh/kg)
Densidad energética (Wh/m ³)

1.4 Almacenamiento eléctrico

El almacenamiento eléctrico es una tecnología clave para habilitar la siguiente fase de transición energética, impulsado por el despliegue a gran escala de fuentes de energía renovable variables (VRES) como energía solar y eólica (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018). Se prevé que las tecnologías presentadas en este capítulo sean de asistencia en los retos que surgen en la integración de fuentes energéticas intermitentes, como lo son mantener el balance de producción y la demanda en tiempo real y mantener la confiabilidad y calidad del suministro energético mientras se aprovecha con eficiencia la sobreproducción de electricidad en horizontes temporales diferentes (minutos, horas o semanas). Sin embargo, también se prevé diversificar las opciones tecnológicas para proporcionar los servicios requeridos en las operaciones de la red eléctrica para su operación óptima y garantizar los niveles de eficiencia, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

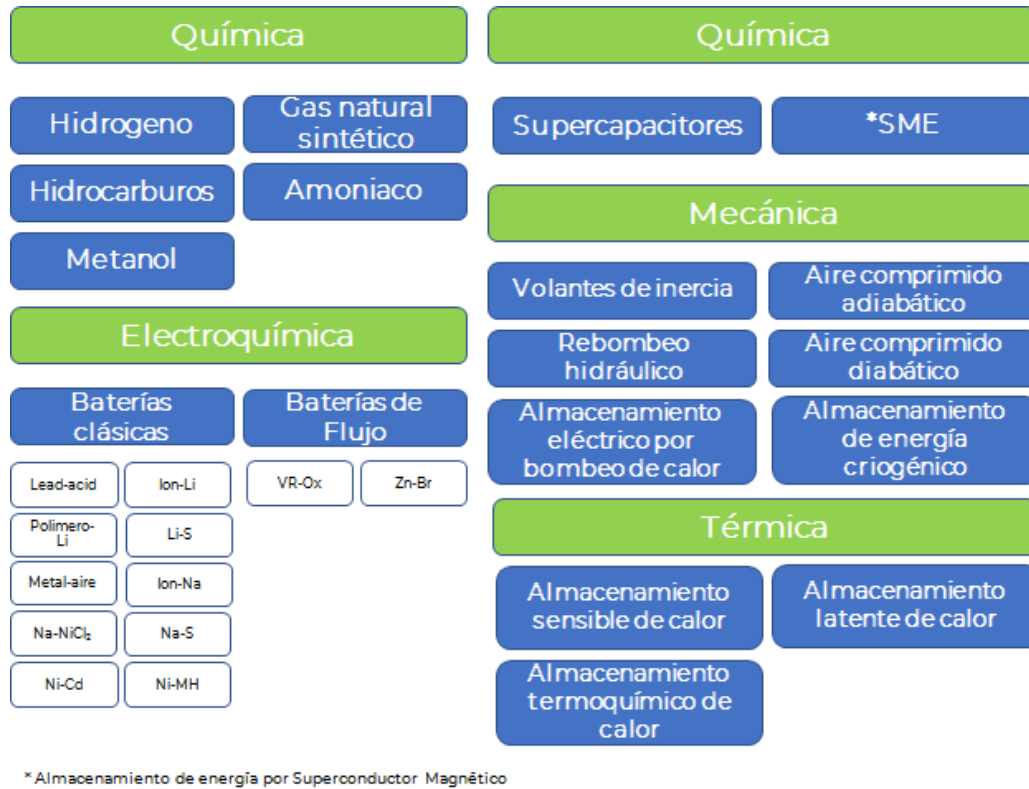


Figura 1.2. Clasificación de los sistemas de almacenamiento energético eléctrico de acuerdo con la forma de energía. Fuente: Adaptado de (EASE/EERA, 2017)

En 2017, se calculó que existían 4.67 TWh de almacenamiento eléctrico. Se contempla que la cantidad total de almacenamiento eléctrico en todo el mundo se triplique de 2017 a 2030, con una reducción previsible de la parte de energía hidroeléctrica por bombeo a favor de Sistemas de Almacenamiento Energético con Baterías (BESS por sus siglas en inglés), cuya capacidad se contempla que aumente 17 veces impulsada por el crecimiento de la escala de los servicios y aplicaciones locales que no aparecen en las mediciones (IRENA, 2017).

Mientras que los sistemas de almacenamiento energético eléctrico se identifican por el hecho de que pueden utilizarse para intercambiar potencia (el portador energético) con la red, las tecnologías de almacenamiento energético se clasifican por lo general de acuerdo con su tipo, dependiendo de la forma de energía que se almacena definitivamente como se aprecia en la Figura 1.1. No obstante, los ejemplos de cada categoría no deben ser una lista exhaustiva de los posibles integrantes de la familia.

Para 2019, esta distribución según los datos (registrada en enero de 2019) del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), la potencia operativa de almacenamiento instalada total de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo es de 171.35 GW (96.01%) y las otras tecnologías de almacenamiento eléctrico en uso relevante como lo es el almacenamiento térmico con 3.01 GW (1.69%); electroquímico (con baterías) con 2.76 GW (1.55%), y otro almacenamiento mecánico con 1.34 GW (0.75%) (US DOE., 2019).

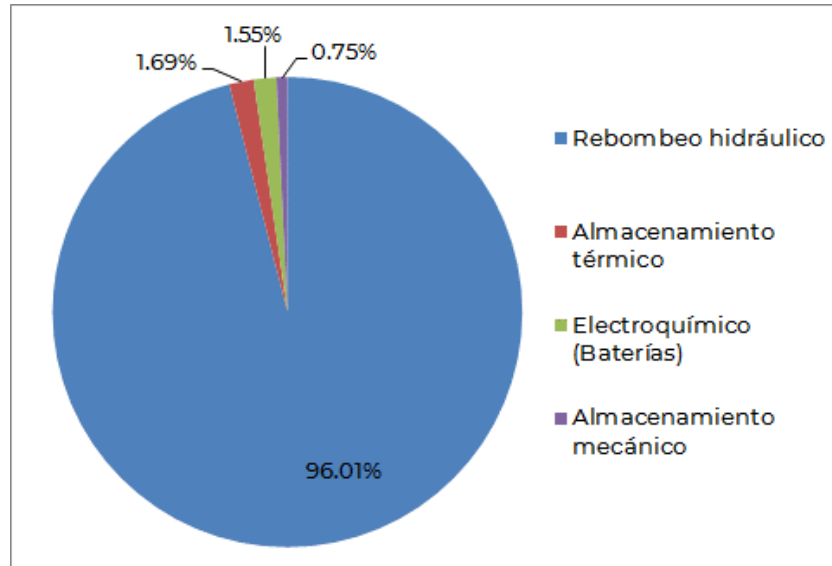


Figura 1.3. Capacidad eléctrica mundial de almacenamiento de energía instalada y en funcionamiento (GW) por clasificación de la tecnología en 2019. Fuente: (US DOE., 2019)

El almacenamiento hidroeléctrico por rebombero (PHS por sus siglas en inglés) es una tecnología de almacenamiento altamente madura. Sus requisitos principales y riesgo tecnológico son relativamente bajos. Además, el almacenamiento energético de aire comprimido (CAES por sus siglas en inglés), las baterías de sulfuro de sodio, el volante (baja velocidad), la sal fundida y los iones de litio están en la etapa de tecnología de despliegue, pero sus requisitos de capital y riesgo tecnológico son altos. Por último, las baterías de flujo y supercondensadores están en la etapa tecnológica demostrativa. Sus requisitos principales y riesgo tecnológico también son altos (Figura 1.3).

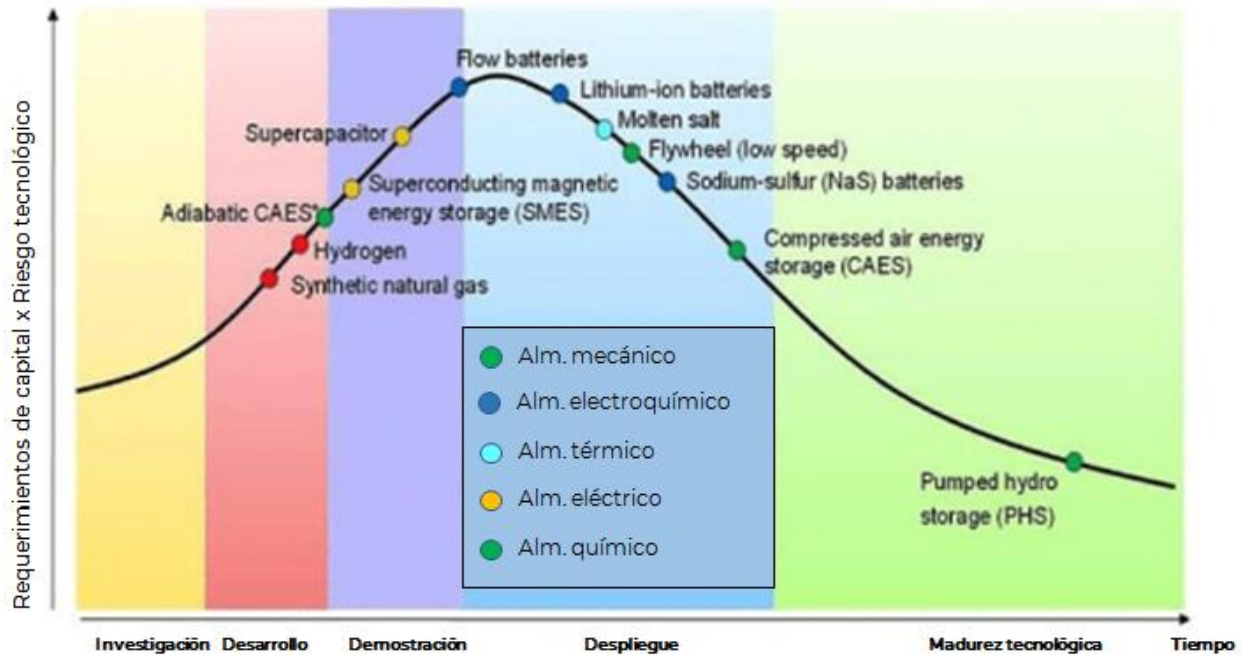


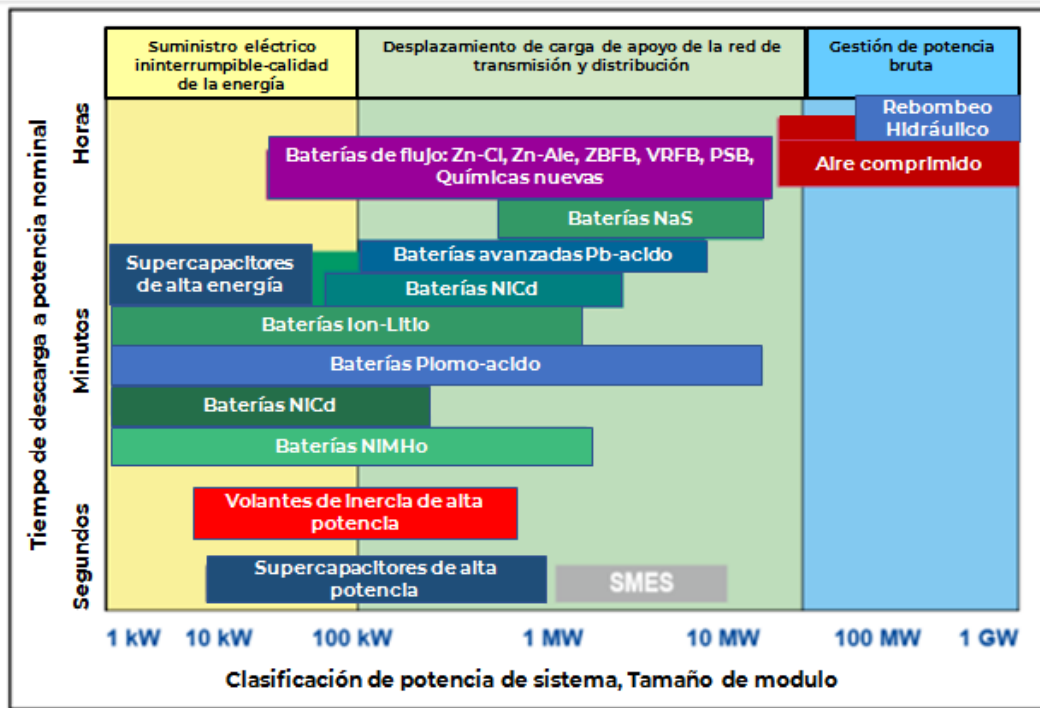
Figura 1.4. Gráfica de curva de madurez de la tecnología de almacenamiento energético. Fuente (IEA, 2014)

1.4.1 Características y servicios de almacenamiento eléctrico

Hay numerosas tecnologías de almacenamiento energético que están desarrollándose, con un rango amplio de características que las hacen adecuadas para roles diferentes en el sistema energético. Al mismo tiempo, los servicios necesarios para la operación óptima de la red eléctrica nacional pueden identificarse en sectores diferentes en relación con sus requisitos técnicos. Una forma de categorizar los sistemas de almacenamiento diferentes y el servicio potencial que pueden proporcionar es observar sus valores de potencia y tiempo de descarga en la potencia nominal. Se les distingue principalmente por su nivel de operación y campo de aplicación. En su estudio "ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO Y ENERGÍAS RENOVABLES: COSTOS Y MERCADOS AL 2030", la Agencia Internacional de las Energías Renovables distingue 3 niveles principales (IRENA, 2017):

- **Gestión de potencia bruta**, donde se distinguen los tamaños de módulos grandes y rangos de potencia del sistema (> 50 MW) y, en general, un tiempo de respuesta prolongado (> 60 segundos).
- **Desplazamiento de carga de apoyo de la red de transmisión y distribución**, donde los tamaños del módulo y los rangos de potencia son más moderados (> 100 kW <50 MW) y los tiempos de respuesta son más rápidos (> 10 segundos) aunque no instantáneos.
- **Suministro eléctrico ininterrumpible-calidad de la energía**: solicita un tiempo de respuesta inmediato (<10 segundos), pero, en general, con módulos y rangos de potencia menores (<100 kW).

Se les categoriza como se muestra en la figura 1.4. Los servicios diferentes que puede proporcionar el almacenamiento eléctrico son variados y tienen una relación inherente con las características físicas de los medios de almacenamiento y el sistema de almacenamiento.



Source: US DOE/EPR, 2015.

Note: Zn-Cl = zinc chloride flow battery; Zn-Air = zinc air flow battery; ZBFB = zinc bromine flow battery; VRFB = vanadium redox flow battery; PSB = polysulfide bromine flow battery; NaS = sodium sulphur; NaNICl = sodium nickel chloride; NiCd = nickel cadmium; NiMH = nickel-metal hydride; SMES = superconducting magnetic energy storage.

Figura 1.5. Posicionamiento para diferentes tecnologías de almacenamiento de energía en la potencia nominal del sistema en comparación con los tiempos de descarga a una potencia nominal. Fuente: (IRENA, 2017)

Las aplicaciones potenciales del almacenamiento de energía eléctrica a lo largo de toda la cadena de valor son varias. Algunas de estas aplicaciones hacen referencia a servicios más intensivos en energía, mientras que otras hacen referencia a las intensivas en potencia. Las más importantes pueden categorizarse de la siguiente manera (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018):

- **Desplazamiento temporal:** compra de electricidad cuando el precio es menor para usarla o venderla cuando el precio es mayor (también se le conoce como arbitraje). El efecto es un aumento en la demanda en horas con carga de potencia (nivelación de carga), con ventajas relacionadas con el patrón de generación de las centrales convencionales y una reducción de la demanda pico (control de picos), siendo el resultado un menor aprovechamiento de generadores más costosos y un esfuerzo menor en el sistema. Este servicio incluye la provisión potencial de potencia pico para asegurar lo adecuado del



- sistema cuando el sistema esté bajo esfuerzo².
- **Fortalecimiento o consolidación de la capacidad de la Energías Renovables y alisamiento de la intermitencia de la producción:** compensación de las fluctuaciones de producción a partir de energías renovables variables (ej., solar y eólica) para obtener un perfil de generación más predecible y regular. Reducción del costo de balanceo para el operador de la central y, desde una perspectiva del sistema, reducción de la necesidad para la reserva y modulación/incremento de centrales convencionales.
 - **Soporte de la red y diferimiento de la inversión:** posponer la costosa expansión de la red de potencia gracias a la reducción de situaciones con sobrecarga y congestiones en las redes de transmisión o distribución. En relación con energías renovables variables, también hace referencia a la reducción de energía restringida.
 - **Regulación primaria:** participación en la regulación de frecuencia primaria, asegurando que el balance entre producción y consumo se restaura en caso de desviaciones de frecuencia. El tiempo de respuesta para la regulación primaria es de 15 a 30 segundos. También se le conoce como Reserva de Contención de Frecuencia (FCR por sus siglas en inglés).
 - **Regulación secundaria:** participación en la regulación de frecuencia secundaria, asegurando que la frecuencia sea regresada a su valor nominal después de una perturbación mayor del sistema. El tiempo de respuesta para la regulación secundaria es de 15 min. También se le conoce como Reserva Automática para la Recuperación de la Frecuencia (aFRR por sus siglas en inglés).
 - **Regulación terciaria:** participación en la regulación terciaria de frecuencia, la cual complementa y reemplaza parcialmente a la reserva secundaria al reprogramar la generación. El tiempo de respuesta debe ser dentro de 15 minutos. También se conoce como Reserva de Restauración de Frecuencia (mFRR por sus siglas en inglés).
 - **Arranque de emergencia:** servicio de restablecimiento de la red después de un apagón generalizado. Pueden proporcionarlo las centrales que pueden comenzar su operación de forma autónoma; es decir, sin alimentación de la red.
 - **Control de voltaje:** provisión de reserva para la modulación de potencia reactiva en nodos específicos de la red para efectos de gestionar el voltaje.
 - **Apoyo a la calidad de la potencia:** hace referencia a varios servicios relacionados con la mejora de la calidad de la energía suministrada. Por ejemplo, mejor calidad del voltaje (compensación de caídas y distorsión del voltaje), reducción del impacto de cargas distorsionantes (por ej., armónicos, fluctuación) y control de picos de potencia localizados (escala de tiempo en segundos).

La idoneidad de tecnologías de almacenamiento diferentes para las aplicaciones específicas considerada relevante para el desarrollo del almacenamiento energético en la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de México aparece en la Figura 1.5³.

² La provisión de potencia pico es muy similar al arbitraje en términos de los requisitos del sistema de almacenamiento, pero difiere en el índice de aprovechamiento. El servicio de la provisión de potencia pico se activaría solamente durante ciertas pocas horas en el año, donde el precio sea muy alto, para asegurar lo adecuado y la seguridad del suministro. Esto sería factible solamente en el caso en que el almacenamiento, debido al costo menor de las baterías, se vuelva competitivo con el gas y otras tecnologías de emergencia en términos de gastos de costos de capital.

³ La idoneidad para los servicios diferentes se basa principalmente en (Oliver Schmidt, 2019), (EASE/EERA, 2017); también (IRENA, 2017). Se ha considerado información adicional y reciente. Por ejemplo, gracias a la reducción actual en el costo,



Tecnología/criterio	Arbitraje de energía (\$)	Regulación primaria (seg)	Regulación secundaria (min)	Nivelación de picos	Gestión de la congestión	Alm. de largo plazo	Diferimiento de inversión en T&D	Consolidación de capacidad de ER	Potencial de mejora de la relación desempeño-coste	Consideración para México	Costo	Impacto ambiental
Alm. Por rebombeo hidráulico (PHS)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Alm. Por aire comprimido (CAES)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Sales Fundidas	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Hidrogeno	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Volantes de Inercia	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
o Baterías Plomo-acido	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
o Baterías basadas en Litio	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
o Baterías basadas en Sodio	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
o Baterías de flujo	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
o Otras baterías (Zn,Ni)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Super Capacitores	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Relevante para México	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

Figura 1.6. Idoneidad de diversas tecnologías de almacenamiento eléctrico para distintas aplicaciones. Fuente: Adaptado de (EASE/EERA, 2017)

Con base en la información de la Base de Datos de Almacenamiento del DOE de los Estados Unidos (US DOE., 2019), hoy en día, los usos principales del almacenamiento eléctrico por grupo tecnológico son los que se muestran en la Figura 1.4, 1.5, 1.6 y 1.7. La gran mayoría de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo se usa para aplicaciones de cambio temporal (90.0%), seguido del arranque en negro (3.5%) y la Capacidad de Suministro Eléctrico (2.9%). De manera distinta, el almacenamiento electroquímico se usa para la regulación de frecuencia (51.5%) y la provisión del cambio temporal eléctrico (13.1%) y la gestión de facturas eléctricas (10.3%) tienen un rol importante, con una parte menor dedicada a servicios como rotación de capacidad de reserva de Suministro Eléctrico (4.6%) y firmación de capacidad de renovables (4.4%), aunque es necesario resaltar la versatilidad de los servicios que puede ofrecer este sector, como se aprecia en la figura 1.6. Los almacenamientos electromecánicos, como los sistemas de volante, ven el despliegue más grande en potencia in situ (34%), regulación de frecuencia (33.4%) y arranque en negro (21.5%). Por su parte, el almacenamiento térmico se despliega mayormente por medio de sales fundidas (85.5%), cambio a generación renovable in situ (6.0%) y el cambio temporal a energía eléctrica (3.2%).

las baterías de iones de litio comienzan a implementarse para servicios intensivos en energía como el cambio de tiempo y la gestión de carga. Véase, por ejemplo: (Enel, 2017) y otros proyectos de iones de litio con más de 4 horas de duración de almacenamiento en (US DOE., 2019). Más detalles en el Apéndice A.

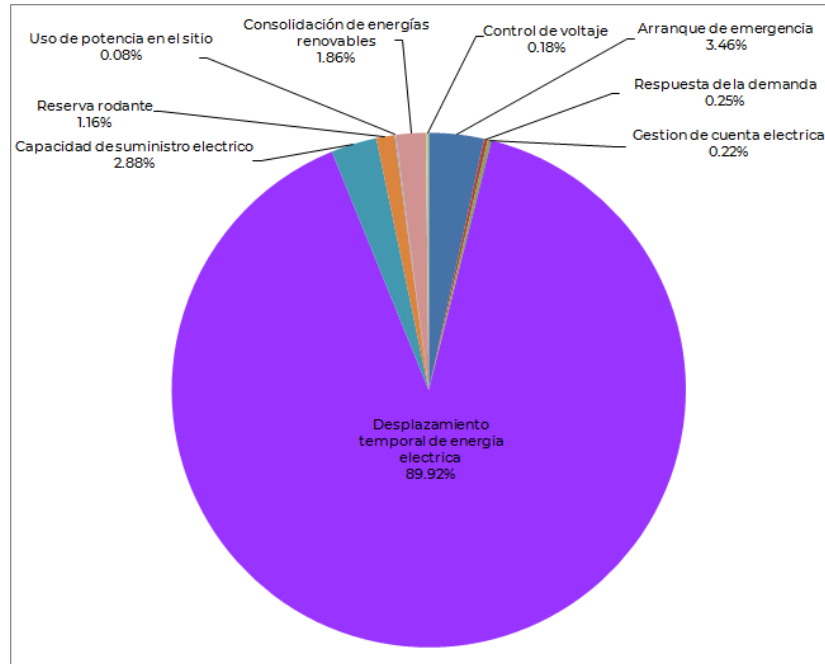


Figura 1.7. Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de PHS. Fuente: Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)

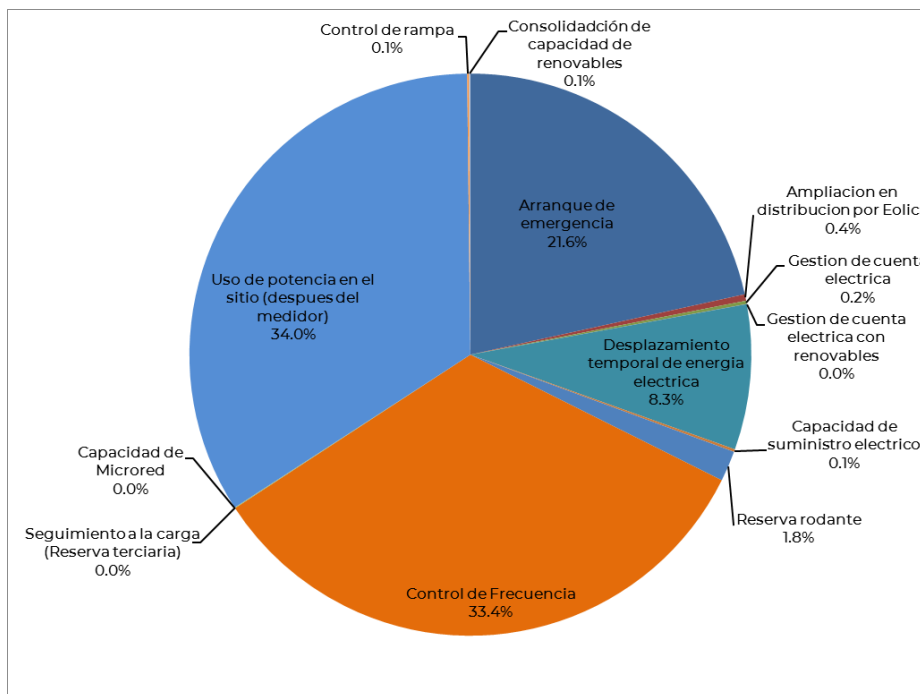


Figura 1.8. Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de almacenamiento electromecánico. Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)

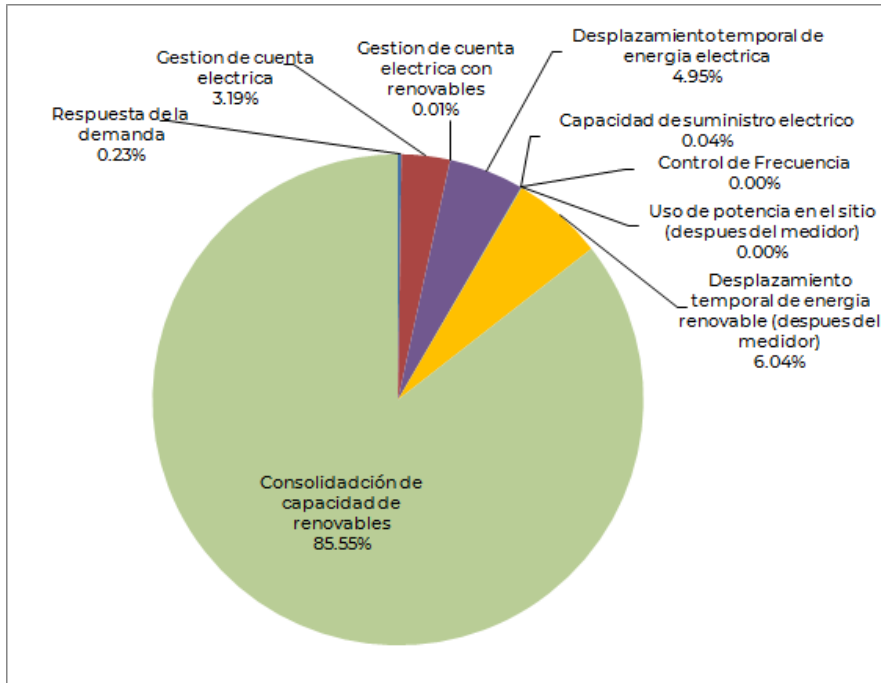


Figura 1.9. Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de almacenamiento térmico. Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)

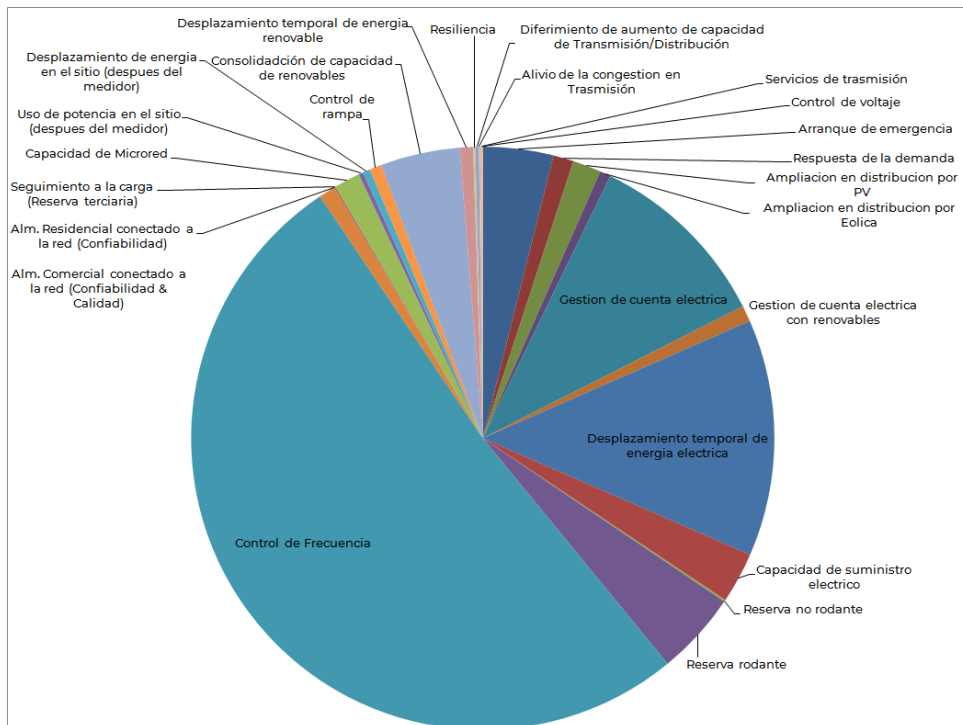


Figura 1.10. Distribución de los servicios de potencia provistos instalados de almacenamiento electroquímico. Desarrollado por los autores con datos de (US DOE., 2019)

En el futuro, se espera que el almacenamiento electroquímico experimente una evolución hacia aplicaciones más intensivas en energía, siguiendo los cálculos de reducción del costo de las baterías (IRENA, 2017) que indican que sus aplicaciones principales serán:

- Cambio energético a PV para aumentar el autoconsumo (60-64%)
- Consolidación de la capacidad de ER y alisado de intermitencias a escala de servicio público (11-14%)
- Regulación de frecuencia (10-15%)
- Capacidad de proporcionar servicios múltiples e ingresos “de pila”

1.4.2 Componentes del costo del almacenamiento eléctrico

El sistema considerado cuando se definen las características del almacenamiento energético (en particular su costo y desempeño de eficiencia) es el sistema de almacenamiento completo, que incluye la conexión a la red (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018). Los límites del sistema y la subdivisión del equipo en el componente de tres costos (un componente energético, un componente de capacidad y otros costos fijos), como se define anteriormente en el costo de inversión de la guía principal. Se muestra un ejemplo a continuación para las tecnologías de almacenamiento eléctrico con baterías basadas en celdas.

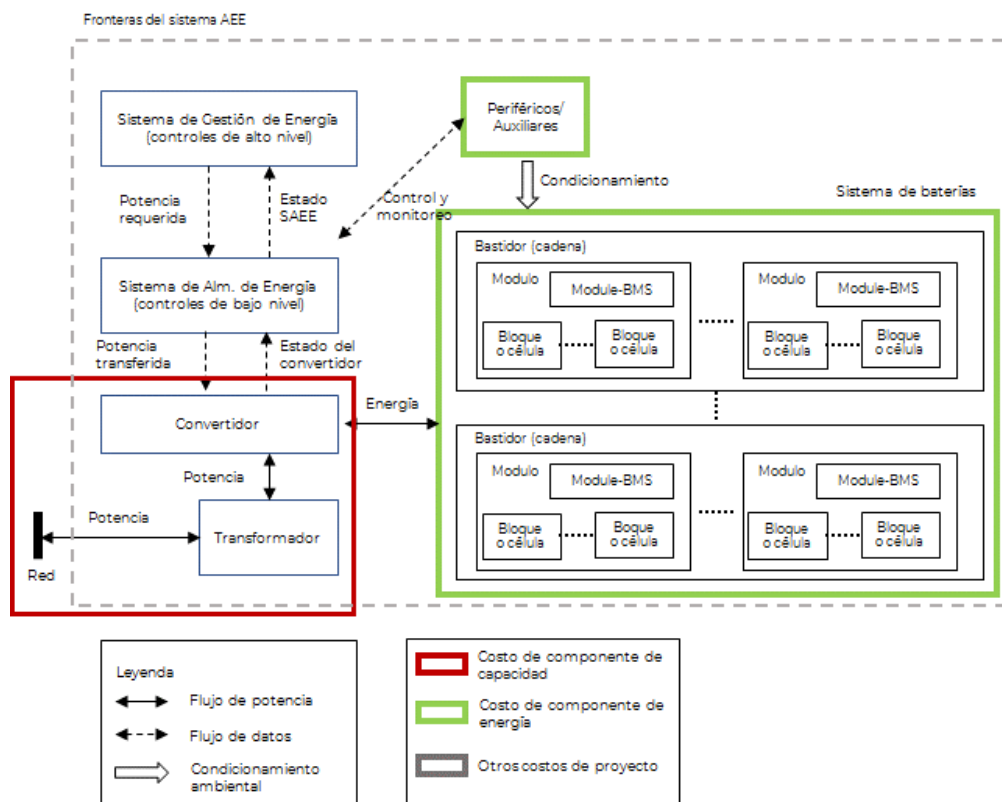


Figura 1.11. Componentes y su categorización para baterías basadas en celdas, como iones de litio, NaS y NaNiCl. Fuente: (DNV-GL, 2015)



Componente energético

El componente energético incluye al equipo siguiente y su instalación: módulos de baterías, sistema de gestión de baterías (BMS), protección local, marco/gabinete bastidor.

Componente de capacidad

El componente de capacidad incluye al equipo siguiente y su instalación:

- Baterías basadas en celdas (incluyendo iones de litio) y redox de vanadio: sistema de conversión de potencia (PCS por sus siglas en inglés), conexión a la red y protección:

Conexión a la red. Los costos para la conexión de la unidad de almacenamiento al sistema de potencia se incluyen (costos superficiales), mientras que no se considera ningún costo de expansión de la red o refuerzo (costos profundos). Los costos incluyen transformador elevador (voltaje bajo-medio para BES), bancos de interruptores, interruptores, medidores y cableado dedicado para alcanzar el punto de conexión.

Sistema de conversión de potencia (PCS). El sistema de conversión de potencia (o sistema de acondicionamiento de potencia) asegura la CA de conversión bidireccional a CD y CD a CA durante la carga y descarga, respectivamente. Esto se hace por medio de un inversor bidireccional. Para controlar el nivel de voltaje y evitar armónicos en la red, se usa en ocasiones un convertidor de dos etapas, complementando el inversor con un convertidor de CD-CD para mantener constante el voltaje de CD del inversor (Andriollo, Benato, Bressan, Sessa, Palone y Polito, 2015).

Un parámetro importante de diseño es el rango de voltaje en el cual funciona el convertidor. Las aplicaciones del presente se encuentran típicamente a 1000V, pero algunas aplicaciones de 1500V están emergiendo (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018).

Con base en un número de referencias, el costo de la conversión de potencia para sistemas de almacenamiento en baterías (Benato, Bruno, Palone, Polito y Rebolini, 2017) (Zakery y Syri, 2015) (Sandia National Laboratories, 2013), es mayor que el costo del inversor para centrales fotovoltaicas (PV).

Entre las razones de tener un costo más alto se encuentra la necesidad de un mayor desempeño de potencia y cumplimiento con los códigos de la red para proporcionar servicios auxiliares, flujo de electricidad bidireccional y conversión de dos etapas, además de la etapa temprana de desarrollo y el hecho de que pocos fabricantes pueden garantizar sistemas llave en mano (Agencia Danesa de Energía-Energinet, 2018).

En el futuro, con más despliegue de la tecnología y un movimiento hacia una fase más comercial, puede esperarse que caiga el precio del sistema de conversión de potencia (PCS), el cual también es el caso para el costo del módulo.



1.5 Referencias

AES. (2019). Energy Storage Association. Retrieved December 11, 2019, from Project Profiles: <https://energystorage.org/project-profile/frequency-regulation-services-and-a-firm-wind-product-aes-energy-storage-laurel-mountain-battery-energy-storage-bess/>

Andriollo, M., Benato, R., Bressan, M., Sessa, S. D., Palone, F., & Polito, R. M. (2015). Review of Power conversion and conditioning systems for stationary electrochemical storage. *Energies*, 960-975.

Armand, M., Endres, F., MacFarlane, D., Ohno, H., & Scrosati, B. (2009). ionic-liquid materials for the electrochemical challenges of the future. *Nat Mater*, 621-629.

Benato, R., Bruno, G., Palone, F., Polito, R. M., & Rebolini, M. (2017). R. Benato, G. Bruno, Large-scale electrochemical energy storage in high voltage grids: Overview of the Italian experience. *Energies*, vol. 10, no 1.

Bloomberg NEF. (2018). New energy outlook 2018. Retrieved December 12, 2019, from <https://bnef.turtl.co/story/neo2018/>

Bloomberg NEF. (2019). Electric Vehicle outlook 2019. Retrieved December 13, 2019, from <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/#toc-viewreport>

Casimir, A., Zhang, H., Ogoke, O., Amine, J., Lu, J., & Wu, G. (2016). Silicon-based anodes for lithium-ion batteries: Effectiveness of materials synthesis and electrode preparation. *Nano Energy*, 278-285.

CleanTechnica. (2018, June 9). \$100/kWh Tesla Battery Cells This Year, \$100/kWh Tesla Battery Packs In 2020. Retrieved December 12, 2019, from <https://cleantechnica.com/2018/06/09/100-kwh-tesla-battery-cells-this-year-100-kwh-tesla-battery-packs-in-2020/>

Danish Energy Agency-Energinet. (2018). Technology Data for Energy storage. Copenhagen: Danish Energy Agency.

Danish Energy Agency-ENERGINET. (2019). Technology Data for Energy Storage. Retrieved 07 12, 2019, from https://ens.dk/en:https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

Desjardins, J. (2017, February 17). VisualCapitalist. Retrieved December 13, 2019, from China Leading the Charge for Lithium-Ion Megafactories: <https://www.visualcapitalist.com/china-leading-charge-lithium-ion-megafactories/>

DNV-GL. (2015, December). DNV-GL RULES AND STANDARDS. Retrieved December 06, 2019, from <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/RP/2015-12/DNVGL-RP-0043.pdf>

DTU Energy, Department of Energy Conversion and Storage. (2019). Whitebook Energy storage technologies in a Danish and international perspective. Copenhagen.

EASE/EERA. (2017). EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030.

electrek. (2017, January 23). Retrieved December 10, 2019, from Tesla quietly brings online its massive – biggest in the world – 80 MWh Powerpack station with Southern California Edison: <https://electrek.co/2017/01/23/tesla-mira-loma-powerpack-station-southern-california-edison/>



Enel. (2017, December 04). "Enel signs 85 mw of capacity storage agreements in us with pacific gas and electric," 2017. [Online]. Retrieved 12 4, 2019, from Available: <https://www.enel.com/media/press/d/2017/12/enel-signs-85-mw-of-capacity-storage-agreements-in-us-with-pacific-gas-and-electric>.

Fathima, A., & Palanisamy, K. (2018). Renewable systems and energy storages for hybrid systems. Woodhead Publishing Series in Energy, 147-164.

International Energy Agency. (2014). Energy Storage Technology Roadmap, Technology Annex, p. 5. International Energy Agency.

IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Krause, L. J., Jensen, L. D., & Chevrier, V. L. (2017). Measurement of Li-Ion Battery Electrolyte Stability by Electrochemical Calorimetry. Journal of The Electrochemical Society, vol. 164, no. 4, A889-A896.

L. Kokam Co. (2019). Kokam Battery Cells. Retrieved Noviembre 10, 2019, from <http://kokam.com/cell/>

Lazard. (2017). Lazard.com Levelized Cost of Storage 2017. Retrieved noviembre 10, 2019, from <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-storage-2017>

Lee, S., Kim, E., Lee, H., & Oh, E. (2014). Effects of polymeric binders on electrochemical performances of spinel lithium manganese oxide cathodes in lithium ion batteries. Journal of Power Sources, 418-423.

Oliver Schmidt, S. M. (2019, January 16). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. (E. Inc., Ed.) Joule, 81-100.

Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J., & Weil, M. (2017). The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 491-506.

Petibon, R., Xia, J., Ma, L., Bauer, M. K., Nelson, K. J., & Dahn, J. (2016). Electrolyte System for High Voltage Li-Ion Cells. Journal of The Electrochemical Society, A2571-A2578.

pv magazine. (2019, May 2). Region's first utility scale solar-plus-storage project comes online in Mexico. Retrieved December 10, 2019, from <https://www.pv-magazine.com/2019/05/02/regions-first-utility-scale-solar-plus-storage-project-comes-online-in-mexico/>

Researchinterfaces. (2018, Abril). Lithium-ion batteries for large-scale grid energy storage. Retrieved noviembre 13, 2019, from <https://researchinterfaces.com/lithium-ion-batteries-grid-energy-storage/>

Sandia National Laboratories. (2013, July). DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Retrieved December 12, 2019, from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/08/f2/ElecStorageHndbk2013.pdf>

Saulnier, M., Auclair, A., Liang, G., & Schougaard, S. (2016). Manganese dissolution in lithium-ion positive electrode materials. Solid State Ionics, 1-5.

Schimpe, M., Naumann, M., Truong, N., Hesse, H. S., Santhanagopalan, S., Saxon, A., et al. (2018). Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis. Applied Energy, 211-229.



Scrosati, B., & Garche, J. (2010). "Lithium batteries: Status, prospects and future". *J. Power Resources*, vol. 195, no. 9. pp 2419-2430.

Stan, A. I., Stroe, D. I., Swierczynski, M., & Teodorescu, R. (2014). Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications — An overview., (pp. 713–720).

Tesla. (2017, July 06). Tesla Powerpack to Enable Large Scale Sustainable Energy to South Australia. Retrieved december 2019, from https://www.tesla.com/es_ES/blog/tesla-powerpack-enable-large-scale-sustainable-energy-south-australia

Thackeray, M. (2004). Spinel Electrodes for Lithium Batteries. *Journal of the American Ceramic Society*, vol. 82, no. 12, 3347-3354.

The Washington Post. (2018, February 28). The hidden costs of cobalt mining. Retrieved December 10, 2019, from <https://www.washingtonpost.com/news/in-sight/wp/2018/02/28/the-cost-of-cobalt/>

Toshiba. (2016, february 26). Toshiba Infrastructure Systems & Solutions Corporation. Retrieved December 10, 2019, from Toshiba Completes Delivery of World's largest Lithium-ion Battery Energy Storage System in Operation --BESS for Tohoku Electric Power Company Begins Operation--: <https://www.toshiba.co.jp/sis/en/topics/2016/20160226.htm>

US DOE. (2019). DOE Global Energy Storage Database. Retrieved January 2019, from United States Department of Energy. Office of Electricity & Energy Reliability [Online]: <http://www.energystorageexchange.org/projects>

USGS. (2019). Lithium Statistics and Information. Retrieved December 2019, from <https://prd-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs-2019-lithi.pdf>

Wolfenstine, J., & Allen, J. (2004). LiNiPO₄-LiCoPO₄ solid solutions as cathodes. *J. Power Sources*, 150-153.

Wood Mackenzie. (2019). U.S. Energy Storage Monitor. Retrieved December 10, 2019, from <https://www.woodmac.com/research/products/power-and-renewables/us-energy-storage-monitor/>

Yabuuchi, N., & Ohzuku, T. (2003). Novel lithium insertion material of LiCo_{1/3}Ni_{1/3}Mn_{1/3}O₂ for advanced lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 171-174.

Zakery, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.



2. Descripciones tecnológicas

2.1 Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo

Descripción tecnológica breve

El almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo (PHS) es una tecnología de almacenamiento energético eléctrico madura y usada ampliamente y funciona con un principio simple: convertir la energía eléctrica en energía potencial elevando el agua a un depósito de nivel más alto.

Para operar de esta manera, la energía eléctrica es usada por el sistema de bombeo; por lo tanto, se busca operar en periodos de baja demanda o cuando la electricidad tiene menor costo. Subsecuentemente, la energía eléctrica se genera liberando el agua que se almacenó en el depósito superior por medio de turbinas. Esto ocurre en la misma forma que una central hidroeléctrica convencional. En general, esta electricidad se genera cuando la demanda es alta y, por lo tanto, los precios del mercado son altos. Cuando el agua viaja por medio del circuito del depósito menor hacia el superior, entonces se completa un ciclo de almacenamiento. El PHS representa actualmente más de 96 por ciento de la capacidad de almacenamiento global instalada y más de 99 por ciento en términos de energía eléctrica almacenada (IRENA, 2017). El PHS se ha usado como componente de balance para las centrales de generación eléctrica que tienen monitoreo limitado de la curva de demanda (inflexibles) (IRENA, 2017), debido a la posibilidad de absorber electricidad para potenciar un sistema de bombeo y su facilidad de entregar energía con rapidez, favoreciendo la operación eficiente de la red eléctrica.

El PHS puede balancear la variación de la energía eólica y solar proporcionando energía confiable cumpliendo la demanda durante cambios sostenidos y cada vez más prolongado, mientras evita la necesidad de “acortamiento” durante periodo de suministro de exceso. Por lo tanto, el PHS puede seguir sustentando el desarrollo de energía renovable variable y hace que la operación de la red eléctrica sea flexible (Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Portner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Pean, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, 2019).

En la década de 1960, la mayor parte de los generadores térmicos que entregaron energía tenían gran capacidad, alta temperatura y unidades de presión altas, con pocas posibilidades de mejoras específicas en eficiencia. Estos generadores fueron el equipo con menor costo para desempeño alto constante para reducir el esfuerzo del equipo y costos de mantenimiento mientras se optimizaba la eficiencia operativa.

Sin embargo, las centrales térmicas tienen menor capacidad para proporcionar energía en la demanda máxima, siendo el resultado una operación firme para estos tipos de plantas, porque encuentran difícil adaptarse a variaciones repentinas en la demanda. Esta operación firme hace referencia a centrales eléctricas que entregan energía constantemente casi todo el tiempo, plantas las cuales al mismo tiempo proporcionan apoyo a la matriz energética de carga base.



Como las fuentes de energía variable renovable continúan desplazando la generación de las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles despachables, la flexibilidad del sistema energético se vuelve una herramienta crucial para evitar interrupciones para los usuarios finales y reducir la volatilidad del precio que puede generarse en mercados cuyos precios se identifican por medio de costos operativos marginales.

En México, antes de la reforma energética que ocurrió en 2013, las centrales hidroeléctricas se construían para absorber el excedente energético por operar como condensadores síncronos. Dichos servicios provenían principalmente de las centrales con carga base. Subsecuentemente, las hidroeléctricas operaban de manera convencional, con el propósito de entregar energía durante horas pico de alta demanda. Por lo tanto, la generación eléctrica por estas centrales eléctricas solo cubre las horas pico sin considerar los beneficios económicos.

Por lo tanto, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual era una paraestatal, fue responsable de llevar energía a toda la población e industria del país, además de ser responsable de la operación y expansión de la red.

De este modo, algunos proyectos hidroeléctricos se facilitaron y, además del servicio eléctrico, se ofrecieron beneficios colaterales para gestión del agua, como es el caso del suministro de recursos hídricos para los centros de consumo principales, agua disponible para riego y uso industrial, además de la seguridad que proveía una presa contra eventos climáticos severos, como lo son escorrentías grandes que inundan ciudades o áreas en crecimiento (Lindstrom y Granit, 2012). Pocos proyectos se concibieron para suministrar solo electricidad y menos para el control o almacenamiento de energía como lo hace el PHS.

En años recientes, el interés en PHS ha aumentado en varios países, en especial en China, pero también en Europa y en mercados relativamente nuevos. Como las fuentes energéticas variables se integran cada vez más en redes eléctricas, el PHS puede facilitar su integración. Al final de 2017, la capacidad global instalada fue de 161,000 MW (REN21, 2018). China ha contribuido a una gran parte del crecimiento reciente, gestionando la adición de casi 15,000 MW de capacidad desde 2010.

Principio mecánico

El sistema PHS funciona con energía gravitacional potencial. Cuando hay exceso de potencia en la red, el agua en el depósito inferior se bombea hacia el superior. Cuando la red necesita energía, el agua en el depósito superior se deja caer hacia una turbina hidroeléctrica (HT) para producir electricidad. La producción energética se da porque hay una diferencia de presión positiva entre el depósito superior y el inferior.

Componentes en un sistema de almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo

El PHS consta de cuatro elementos principales: turbina hidroeléctrica, sistema de bombeo y el depósito superior y el inferior (Mahmoud, Ramadan, Olabi, Pullen, y Naher, 2020) (ver Fig. 2.2).



Entrada/Salida

Los sistemas de PHS almacenan energía potencial y producen electricidad usando energía eléctrica como entrada para el agua de la bomba y entregando energía eléctrica como salida.

Eficiencia y pérdidas de energía

Las eficiencias de carga y descarga de PHS alcanzan más de 80% para ambos casos y pueden proporcionar balanceo de carga dentro del sistema eléctrico en general (Morante, 2014). El almacenamiento por bombeo puede evitar apagones eléctricos, pues su tiempo de reacción es de 15 minutos para pasar de una generación al 50% al 100%, aunque toma aproximadamente dos minutos pasar de generación al 0% a 100%. Por otro lado, la inversión completa del ciclo de generación al 100% a bombeo al 100% tarda aproximadamente 10 minutos.

Las centrales de bombeo modernas, con maquinaria de velocidad variable, permiten una regulación de la potencia producida de 50% a 100%. Esto es útil para los servicios necesarios para mantener la transmisión de energía eléctrica bajo control (Morante, 2014).

La eficiencia de PHS es de entre 70 - 85 %. Sus pérdidas de energía durante el almacenamiento son de 0.01 % por día (IRENA, 2017).

Características y capacidades típicas

Tipos de sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo

Los sistemas de PHS convencionales se clasifican de acuerdo con la operación en su bombeo; es decir, es necesario diferenciar la ruta que el agua toma entre depósitos (ver Tabla 2.1 para ver una descripción de los elementos principales):

1. Almacenamiento por rebombeo de ciclo cerrado (ver Figura 2.1): Un cuerpo de agua que está estancado, como lo es una laguna o una cuenca artificial (construida junto a la presa) representa el depósito (se requiere trabajo de contención). El volumen de agua almacenado en la cuenca es el mismo que el que circulaba en el sistema. Por lo tanto, se alimenta exclusivamente del agua bombeada desde la cuenca inferior a la cuenca superior. En este caso, no hay contribuciones adicionales de agua y se requiere un primer llenado.
2. Almacenamiento por rebombeo de ciclo abierto (ver Figura 2.1): Este tipo de centrales eléctricas tiene entradas de agua naturales a la cuenca inferior y su característica es que el agua sigue su curso natural. Por lo tanto, requiere de una toma de entrada que solo capture el volumen necesario para bombear y, después del almacenamiento y la generación de energía, el agua regresa a su canal natural. Es posible que la cuenca se sobredimensione para capturar un volumen adicional que permite la operación correcta del PHS.



Tabla 2.1. Diferentes elementos de la generación y de la planta de rebombeo (PHS). Fuente: (ICOLD, 2019)

Elemento de un PHS	Descripción
Presa(Trabajo de contención)	Hace referencia a la obra civil que cumple con la función de retención, especificada y que modifica las condiciones naturales de determinado río para obtener un depósito para su uso. Tradicionalmente se les conoce como “presa” y están hechas de piedra, concreto o materiales sueltos, los cuales por lo general se construyen en una montaña y en un río o arroyo.
Entrada de agua	Un conjunto de estructuras que se construyen para extraer agua de manera controlada y almacenarla para uso posterior en el suministro de agua o riego; para levantar su nivel con el objeto de remitirla a tuberías de riego; proteger un área de sus efectos de inundación; o para la producción de energía eléctrica. Las dimensiones de las obras de admisión incluyen, como base, el conocimiento de la demanda de agua, además de la operación, los niveles mínimo y máximo de la fuente desde la cual se extrae.
Conducto forzado (compuerta)	Conjunto de tuberías, válvulas, herrajes y estructuras que transfieren el agua desde la recolección hasta el tanque, aprovechando la carga estática existente. Por lo general siguen el perfil del terreno.
Estación de energía	Consta de la bomba-turbina electromecánica/equipo motor-generador. En este punto, la fuerza que lleva al agua actúa sobre las aspas de la turbina. El impulsor permanece acoplado al rotor del alternador, el cual, cuando rota con los polos electromagnéticos, induce una corriente alternante en las bobinas del estátor del alternador. Se conoce como reversible porque el motor corre en corriente alterna que, rota la bomba para levantar el agua al tanque superior, operando en dirección opuesta a la turbina.
Reservorios	Los depósitos o la reserva de regulación están previstos para cambiar un régimen de contribuciones (de gradientes) que siempre es constante, a un régimen de consumo o demandas que siempre es variable. Permite el almacenamiento de un volumen de agua cuando la demanda es menor que el gasto de llegada y el agua almacenada se usa cuando la demanda es mayor. Generalmente, esta regulación se hace por periodos de 24 horas. Cuando se provee un volumen adicional para almacenamiento, hay entonces una cantidad disponible como reserva para no suspender el servicio en caso de daños a la recolección o conducción, el volumen de agua por lo general se usa para cumplir demandas extraordinarias.
Desborde	Conocido también como descargas por sobreflujo. Se construyen vertederos para dar camino a los volúmenes de agua que no pueden retenerse en el depósito o la reserva de una presa y deben removerse para evitar daños estructurales al trabajo de contención.

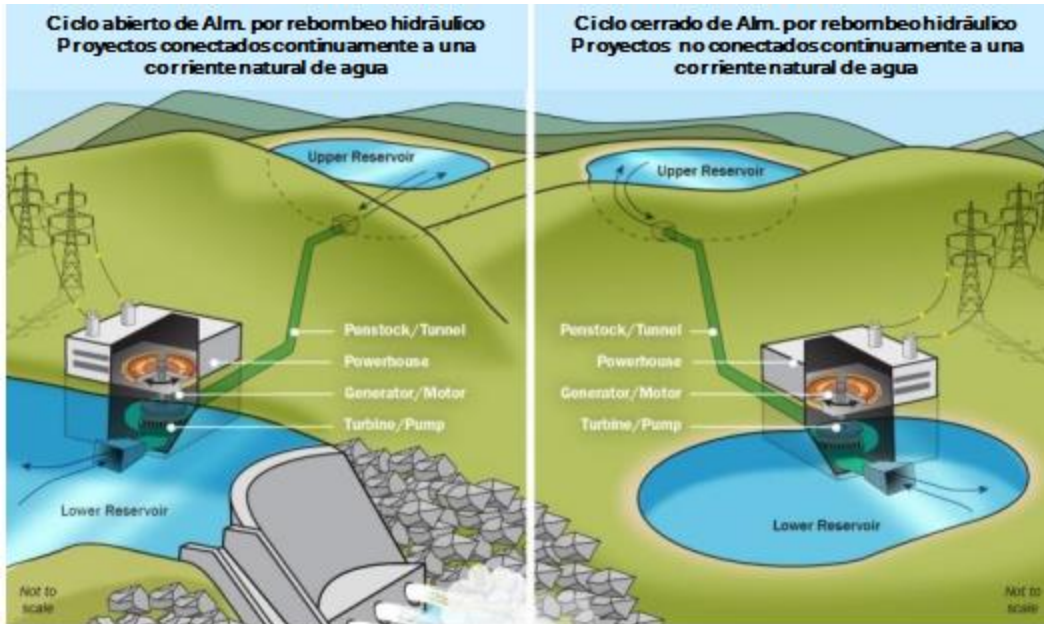


Figura 2.1. Ilustración de la tecnología del PHS. Fuente: (EERE, 2019)

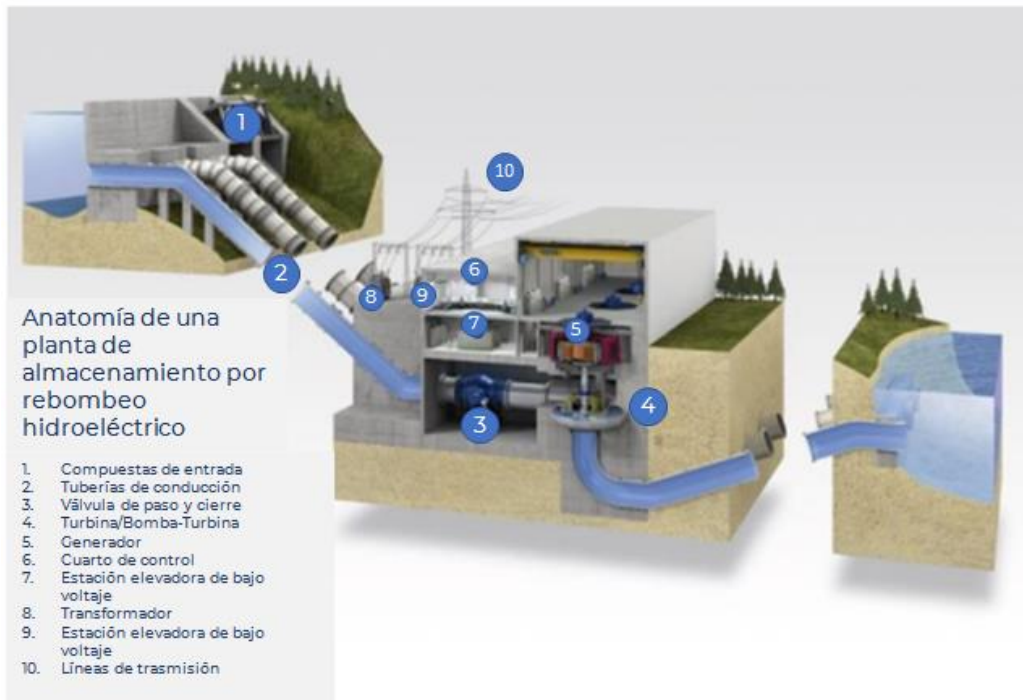


Figura 2.2. Instalación principal que constituye una central hidroeléctrica. Fuente: (CERI, 2008)

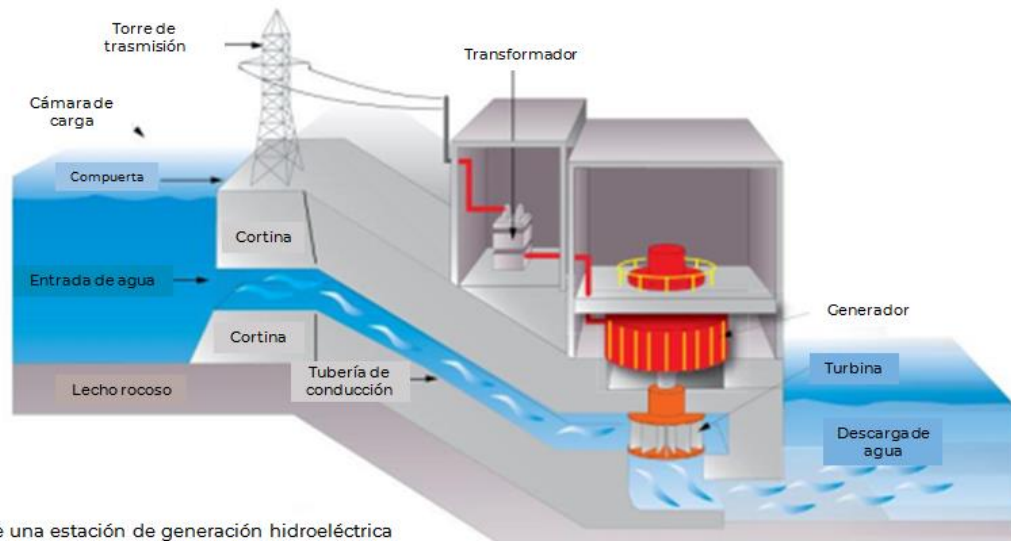


Diagrama de una estación de generación hidroeléctrica

Figura 2.3. Diagrama de una estación de generación hidroeléctrica. Fuente: (CERI, 2008)

Como una subclasificación para sistemas de PHS descrita antes, hay otros tipos de almacenamiento por rebombeo.

- **Almacenamiento por rebombeo de ciclo abierto con agua de mar.** El depósito inferior se alimenta con agua de mar y para esto requiere una orografía pronunciada cerca de la costa para alcanzar cargas hidráulicas grandes. El obstáculo principal de esta tecnología es el contenido de sal del agua de mar. Debido a la corrosión salina se requieren protección y mantenimiento constantes, lo cual hace que esta tecnología sea más costosa; sin embargo, se han realizado estudios para usar las cargas hidráulicas grandes y, de este modo, hacer que el agua se potabilice y se usará subsecuentemente para su generación de electricidad (Slocum, Haji, Trimble, Ferrara y Ghaemsaidi, 2016).
- **Almacenamiento por rebombeo de ciclo cerrado en depósitos subterráneos.** El agua se almacena en minas o cuevas que se abandonaron. Estos depósitos deben cumplir con propiedades geológicas diferentes para evitar la infiltración y, por lo tanto, pérdidas en capacidad de almacenamiento (Madlener y Specht, 2013).

Modelos de turbinas hidráulicas

Por años, el almacenamiento hidroeléctrico ha ofrecido una forma costo-efectiva en de proporcionar servicios con balance y estabilidad en la red de gran escala, con mejor predictibilidad en términos de costo y desempeño. Las tecnologías de almacenamiento hidráulico nuevo, tales como aquellas con velocidad variable, dan a los propietarios de las centrales aún más flexibilidad y tiempos de respuesta más rápidos.

Para una central de almacenamiento hidroeléctrico de velocidad fija, hay un requisito constante



y fijo de energía para activar la unidad y bombear el excedente de energía al tanque más alto de almacenamiento. Las bombas tienen un sentido de rotación inversa a las turbinas. Puede decirse que una bomba consume energía desde la red eléctrica y, por medio de un movimiento de rotación interna, la transfiere al agua en forma de presión más alta. Por el otro lado, las bombas tales como turbinas capturan la energía hidráulica del agua por medio de un movimiento de rotación para convertirla en energía eléctrica.

Sin embargo, las bombas tales como turbinas convencionales tienen una limitación: el proceso de generación eléctrica es solo eficiente bajo condiciones operativas constantes, desperdiciando así un gran potencial energético cuando ocurren fluctuaciones.

En una velocidad fija, solo es posible tener un punto operativo para cada carga hidráulica y, por lo tanto, se limita su flexibilidad operativa y las bombas solo pueden operar en potencia total o apagarse. Con condiciones operativas variables, tanto de presión como de flujo, un sistema de control de velocidad de turbina electrónica que aumenta la eficiencia y producción de energía es necesario.

En el modo de turbina, la unidad no puede operar con eficiencia máxima durante la carga parcial, mientras que las máquinas de velocidad variable permiten variar la potencia consumida en el modo de bombeo en un rango de salidas. La modificación de velocidad también permite que la turbina opere con máxima eficiencia en una porción mayor de su banda operatoria. (Victor, 2019). La velocidad se controla con un convertidor de frecuencia con un cambio en descarga o potencia.

De este modo, generar energía bajo condiciones hidráulicas variables produce energía por periodos más largos y se recupera un potencial hidráulico mayor, proporcionando un suministro eléctrico más estable y robusto. En una bomba de turbina de una velocidad convencional, el campo magnético del estator y el del rotor siempre rotan a la misma velocidad y los dos se acoplan. En una máquina de velocidad variable, dichos campos magnéticos están desacoplados.

Las hidroturbinas se presentan en modelos diferentes; cada tipo de turbina se usa de acuerdo con la necesidad y la forma en que la velocidad de flujo y la carga hidráulica utilizable se presentan como aparece en la tabla siguiente:

Tabla 2.2. Modelos diferentes de turbinas hidráulicas convencionales. Fuente: (RIVERS, 2019)

Tipos de turbinas	Descripción
Turbina Pelton	Es una turbina con flujo transversal, con admisión parcial. Se dice que tiene cucharas en vez de palas o cuchillas. Están diseñadas para cargas hidráulicas grandes pero flujos pequeños. Se considera una turbina de acción.
Turbina Turgo	Es una turbina tipo impulso, diseñada para saltos de nivel medio. El agua porta una presión baja cuando pasa a través de las cuchillas de la turbina. La velocidad específica de los impulsores Turgo se ubica entre las turbinas Pelton y Francis. Puede usarse una o más boquillas o inyectoros.
Turbina Francis	Para flujo mixto y reacción. Hay diseños elaborados que permiten cambiar los ángulos de las paletas durante la operación. Trabaja con saltos y flujos medianos.
Turbina Kaplan	Es una turbina de tipo axial que, adicionalmente, tiene la particularidad de variar el ángulo de las cuchillas mientras opera. Se ha diseñado para usarse en cargas

hidráulicas pequeñas, pero con flujos grandes. Es una turbina de reacción

Turbina de hélice

Con válvulas ajustables, como en el caso previo, pero con el ángulo de aleta fija. En vez de cambiar el ángulo, es posible cambiar la velocidad de la hélice.

**Turbina
Banki-Michell u
Ossberger**

Es una turbina con desviación libre, admisión parcial y radial. Se considera como una turbina de velocidad lenta por el número de revoluciones específicas. Se ha diseñado para saltos medianos.

A diferencia de la mayoría de las turbinas hidráulicas, que tienen un flujo axial o radial, en la turbina de flujo transverso el fluido cruza las cuchillas de manera diagonal. Como en una rueda hidráulica, el agua por el borde de la turbina y queda adentro. Después de cruzar la abertura central, sale por el lado opuesto. Es una máquina de acción. Cuando pasa dos veces, se obtiene una eficiencia alta para flujos variables además de limpiar el rotor de desecho. La máquina tiene velocidad baja y es adecuada para alturas bajas, pero velocidad de flujo alta. Gracias a su simplicidad constructiva, por lo general son máquinas de bajo costo. Todo esto la hace adecuada para centrales de tamaño pequeño (minihidráulica).

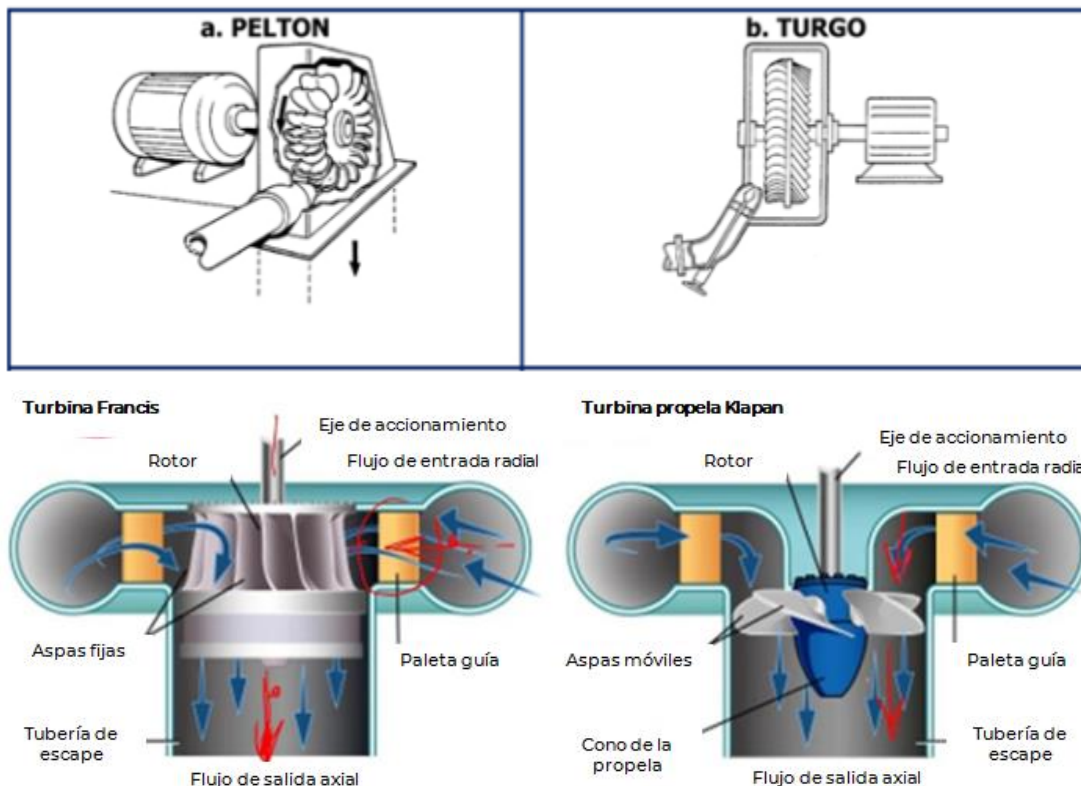


Figura 2.4. Tipos de turbinas hidráulicas Fuente: (ED, 2019)

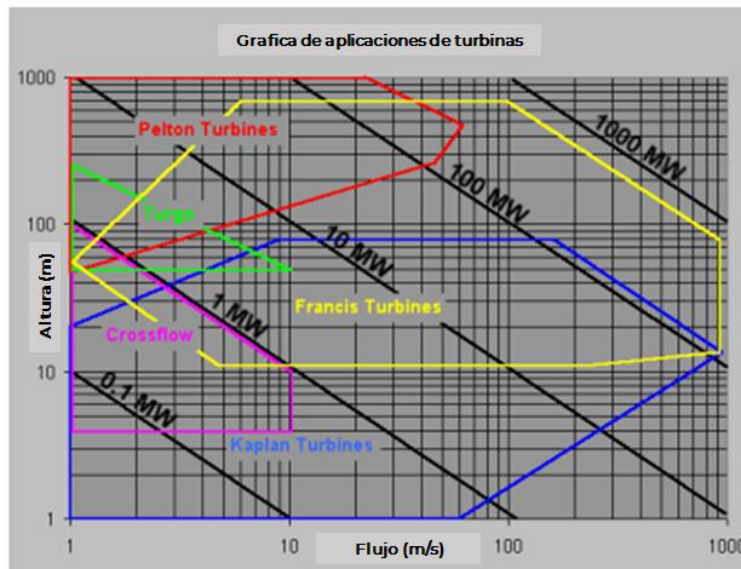


Figura 2.5. Selección de turbina basada en la altura. Fuente: (RIVERS, 2019)

Periodo de almacenamiento típico

Cuando hay una demanda baja de energía en el sistema eléctrico o la producción a partir de fuentes energéticas renovables variables es alta, el exceso de electricidad en la red se consume con el sistema de bombeo con aras a llevar agua al tanque más alto. En periodos en los que la demande residual es más alta, es decir, en los que la demanda es alta y/o la producción de fuentes de energía renovable variable es baja, el agua que se almacenó en el tanque superior se libera de nuevo al tanque inferior mediante una turbina, lo cual genera la electricidad que requiere el sistema. Un proyecto de almacenamiento por rebombeo se diseñaría típicamente con 6 a 20 horas de almacenamiento de depósito hidráulico para operación.

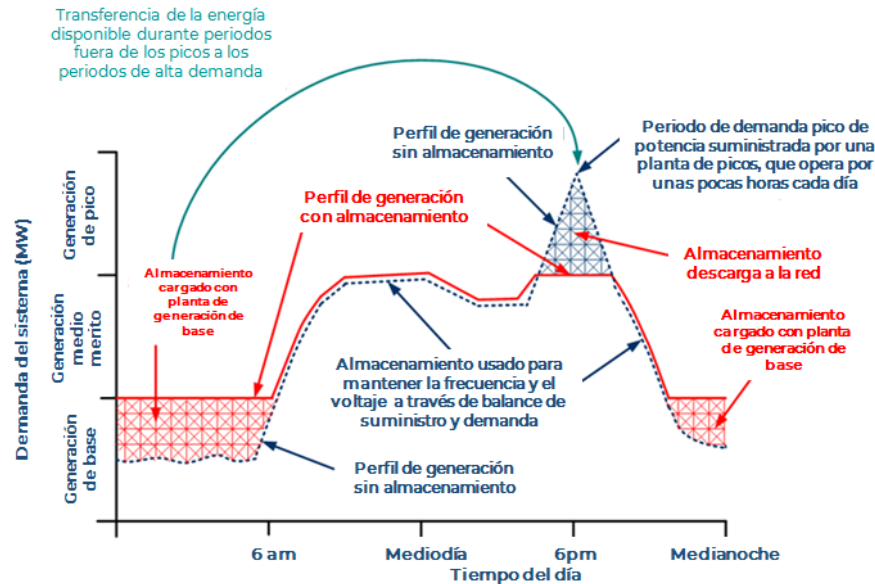


Figura 2.6. Ejemplo de operación de almacenamiento por bombeo. Fuente: (Ibrahim y Ilinc, 2013)

Escalas temporales de operación de sistemas de PHS

Con respecto a escalas de tiempo muy breves, de segundos a minutos, puede ser necesario compensar un desbalance del sistema y retornar la frecuencia y el voltaje de la red a su rango óptimo.

Esto puede incluir respuestas automatizadas a escala de la turbina individual, pero también incluye respuestas activas por generadores ajustables y despacho rápido. Las unidades de velocidad variables ofrecen rangos de respuesta más rápidos y amplios tanto en modo de generación como de bombeo y contribuyen a una mejor regulación de frecuencia (NGH, 2017).

Mientras que los generadores síncronos están acoplados de manera directa y electromecánica en relación con la red eléctrica, las fuentes de Energía Renovable Variable usan electrónica de potencia controlada por software para conectarse a la red.

La Energía Renovable Variable por lo general se despliega de manera asíncrona y su desplazamiento de generadores síncronos puede tener un impacto en la estabilidad a corto plazo (subsegundos) de la red.

Los generadores síncronos, por virtud de su masa física rotatoria, proporcionan una inercia mecánica natural que contrarresta los cambios súbitos a la red. Por lo tanto, los sistemas con menos inercia exhibirán tasas más rápidas de cambio de frecuencia durante una perturbación.

La escala media varía de horas a días y hace referencia a la capacidad de usar modos alternativos de producción para responder a un choque transitorio como lo es la interrupción inesperada de un generador. Por lo general se conoce como soporte de pico o reservas del sistema.

Las reservas se aprovechan después de que se ha usado la respuesta de frecuencia automática y cubre pérdidas inesperadas o errores de pronóstico en el sistema. Esta escala de tiempo por lo general depende de la disponibilidad técnica y redundancia de alternativas, además de tener



las condiciones de mercado relevantes implementadas. Los sistemas de PHS tienden a retener volúmenes grandes de agua y tienen relaciones energía-potencia muy altas y, por lo tanto, son aptas para proporcionar servicios a largo plazo.

La escala de largo plazo se extiende de días a semanas y por lo general se impulsa por patrones del sistema climático. Por ejemplo, esto incluye periodos de una semana de demandas de calentamiento o enfriamiento con poco viento o impulsadas por el clima.

Por último, la escala de tiempo muy largo comprende variabilidad intra e interestacional tanto en demanda energética como disponibilidad de recursos. Las fuentes de Energía Renovable Variable, además de la energía hidroeléctrica, exhiben patrones estacionales fuertes que pueden tener como resultado un desfase con demanda.

Es por esto que es un reto prever los recursos energéticos que pueden lidiar con la variabilidad a largo plazo, como lo es durante periodos prolongados de vientos bajos, sequías prolongadas o simplemente periodos secos y húmedos estacionales.

Tanto la Energía Renovable Variable como la energía hidroeléctrica también pueden tener variaciones interanuales; por ejemplo, como resultado del fenómeno de El Niño (Hunt, Byers, Riahi y Langan, 2018). El almacenamiento por rebombeo estacional se ha propuesto en Brasil para balancear variaciones estacionales y aumentar la eficiencia de almacenamiento total acoplando con sistemas de cascada convencionales. En casos en los que los proyectos de almacenamiento de bombeo estacional reducen el derrame o la evaporación en sistemas de cascada, puede tener como resultado en una ganancia de energía general en vez de una pérdida para el sistema (Hunt, Freitas y Pereira Junior, 2014).

Capacidad de regulación

El PHS es útil para mantener el control en la red eléctrica, como sucede con la regulación de frecuencia y descongestión de la red. Dependiendo de la capacidad y las necesidades, algunas centrales hidroeléctricas han funcionado como condensadores síncronos para absorber energía a partir de las líneas de transmisión que solo saturan la red, porque no las absorbe el consumidor. Esta operación causa desgaste en la maquinaria que no se diseñó para este propósito. El PHS se adapta al arbitraje o desplazamiento temporal que consta de almacenar energía en un tiempo determinado para uso posterior. Este servicio sustenta la integración de energías renovables variables, desde que estas no pueden programarse para cumplir con la demanda y su producción depende de factores externos e incontrolables, como lo son las condiciones climáticas. La operación del desplazamiento temporal reduce también la necesidad de capacidad pico que por lo general es más costosa y contaminante, como es el caso de aquella generada por las centrales de turbina de gas.

La demanda fluctúa no solo en periodos diarios o semanales, sino también de manera semanal. Hasta ahora, la única tecnología de almacenamiento capaz de proporcionar este servicio es el bombeo hidráulico y, en potencia, el almacenamiento de hidrógeno. De acuerdo con un reporte de IRENA, 89 por ciento de la capacidad hidroeléctrica por bombeo en el mundo se usa para efectos de cambio temporal (IRENA, 2017).

Las centrales eléctricas renovables variables, como las solares y eólicas, también pueden usar almacenamiento para mantener su producción en un nivel comprometido por un periodo específico (es decir, entrega “firme” o constante en un periodo de tiempo), el cual les permite



ofrecer productos basados en capacidad. Aumentar el valor de capacidad (MW) de proyectos renovables por medio de almacenamiento de energía puede nivelar la vía hacia una diversificación mayor de la matriz y con menos dependencia de la generación con combustible fósil para efectos de confiabilidad.

Tabla 2.3. Tipo de servicios que puede proporcionar el PHS. Fuente (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Arbitraje energético	✓
Respuesta secundaria	✓
Respuesta terciaria	✓
Reemplazo de emergencia	✓
Arranque en negro	✓
Almacenamiento estacional	✓
Diferimiento de inversión en T&D	✓
Gestión de congestiones	✓

Como las energías renovables variables continúan creciendo y, en algunos sistemas, comienzan a desplazar los generadores convencionales, los operadores del sistema enfrentan el reto de administrar de manera efectiva la creciente incertidumbre y variabilidad. Como resultado, la planificación y las operaciones del sistema energético se adaptan y actualizan para agregar “flexibilidad” al sistema.

La energía hidroeléctrica convencional ha proporcionado de manera tradicional generación de potencia flexible, además de la mayor parte del almacenamiento energético a gran escala por medio del almacenamiento de agua en tanques. Las instalaciones hidroeléctricas que incorporan depósitos (sin capacidad de bombeo) siempre han proporcionado flexibilidad importante a la red eléctrica modulando la salida de acuerdo con las fluctuaciones en demanda y otras generaciones.

El almacenamiento por bombeo proporciona una respuesta dinámica coincidiendo la curva de demanda con el suministro de centrales eléctricas intermitentes (capacidad de despacho), integrando así las centrales eléctricas renovables en la red eléctrica.

El almacenamiento por rebombeo es consumidor mayor de energía de; esto puede ayudar a resolver los problemas de frecuencia relacionados con otras tecnologías, además del alivio de la congestión de la red.

Las operaciones y la tecnología del almacenamiento por rebombeo se adaptan a los requisitos cambiantes en los que incurre el sistema debido a la penetración de recursos renovables variables. Los sistemas de bombeo hidráulico de velocidad variable contemplan rangos operativos más rápidos y amplios, lo cual proporciona flexibilidad adicional en todas las escalas de tiempo, permitiendo una mayor penetración de la energía renovable y por lo general reduce los costos del sistema.

Otro beneficio del almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo surge de la mejora en la rentabilidad de los sistemas de transmisión y distribución (T&D), porque el almacenamiento integral en la red puede conducir a un mayor uso de los activos. Cuando se transmiten grandes



cantidades de energía durante periodos de menos actividad para efectos de almacenamiento, la transmisión energética total aumenta; es decir, se transporta más energía (kWh) para la misma capacidad de T&D (kVA). A su vez, el mayor uso de activos puede conducir a menores tasas de T&D para el beneficio de los contribuyentes.

Al aliviar temporalmente la congestión de la red, mitigar la sobrecarga del equipo y extender la vida útil del equipo de T&D existente, el almacenamiento ayuda a diferir (y posiblemente incluso minimizar) actualizaciones intensas en la red y expansiones de capital. Este beneficio, en forma de inversiones evitadas, puede ser bastante importante porque, en ocasiones, una cantidad relativamente pequeña de almacenamiento energético modular puede usarse y colocarse estratégicamente para diferir (o evitar totalmente) una inversión incremental en transmisión bastante costosa y grande. En resumen, la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo puede desempeñar un papel clave en la transición a energía limpia soportando la energía renovable intermitente, reduciendo emisiones de gas invernadero y proporcionando estabilidad a las redes eléctricas.

Las turbinas bombas-de velocidad variable y sistemas ternarios ofrecen flexibilidad adicional a la red permitiendo la regulación de potencia y el rastreo de la potencia cuando se bombea en comparación con unidades de velocidad fija más convencionales, operando a una velocidad y entrada de potencia constantes para el bombeo.

La ventaja de la velocidad variable sobre turbinas bombas-de de velocidad fija es que los proyectos de velocidad variable de PHS pueden operar en un rango más amplio, mayor eficiencia y un tiempo de respuesta más rápido. Adicionalmente, el PHS de velocidad variable puede ajustar también su consumo energético durante el bombeo, contemplando un mejor control de la frecuencia (Manwaring, 2018).

Las máquinas de almacenamiento por bombeo ternario son una configuración unitaria en donde las bombas y turbinas son máquinas separadas conectadas al mismo eje. Esto significa que estas unidades no necesitan revertir su dirección de rotación para cambiar entre bombeo y generación, lo cual permite que la turbina y bomba corran en paralelo, también conocido como "circuito corto hidráulico". Esto ofrece tiempos de respuesta más rápido y operaciones más flexibles en términos de tiempos de modo más rápido; es decir, el tiempo que toma moverse del modo de bombeo al de generación (Perez-Díaz, Sarasúa y Wilhelmi, 2014).

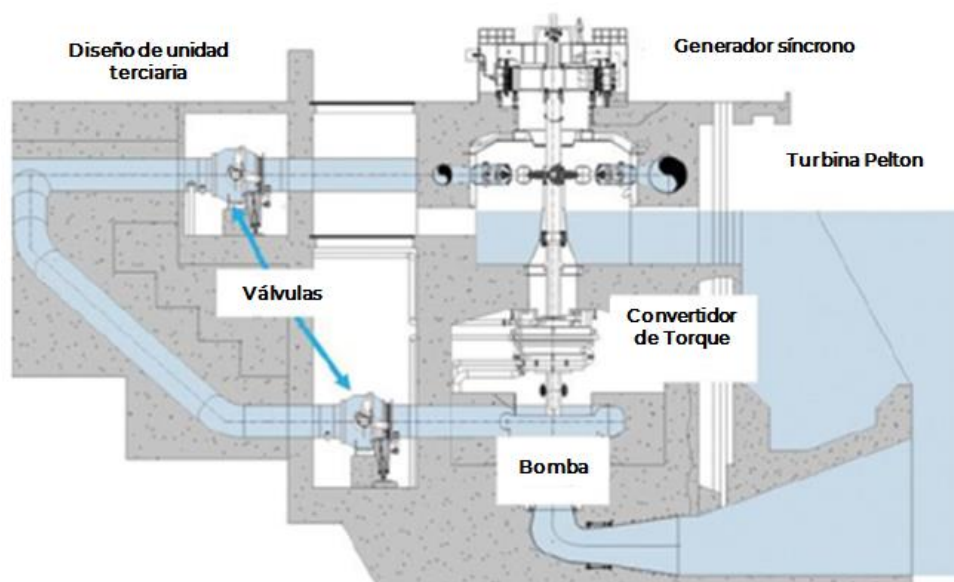


Figura 2.7. Ilustración del diseño unitario ternario. Fuente: (Borgquist, Hurless y Padula, 2017)

La operación bajo cortos circuitos hidráulicos también puede ser posible con turbinas de bomba reversibles de velocidad fija y variable lo cual reduce esencialmente el tiempo requerido para que el sistema retorne a la frecuencia óptima (Perez-Diaz et al., 2014). En términos del tiempo de descarga, en referencia a por cuanto tiempo puede mantenerse la producción energética mientras liberaba la energía almacenada, los proyectos del PHS pueden generar por lo general hasta 12 horas (o más en algunos casos) si la central se carga y descarga por un periodo de 24 horas, por ejemplo (ciclo de día) (EASE, 2016). La tecnología del PHS puede incrementar la capacidad de producción total en minutos, proporcionando una respuesta rápida para el suministro energético de carga pico y hacerlo una herramienta útil para los servicios siguientes:

Tabla 2.4. Aplicaciones de la Tecnología PHS. Fuente: (EASE/EERA, 2017)

Servicios de un PHS	Descripción
Provisión de reserva de contingencia para restaurar el balance del suministro y la demanda	<p>En el modo de generación, cuando una o más unidades generadoras de los recursos de suministro eléctrico normal dejan de estar disponibles inesperadamente.</p> <p>En el modo de bombeo, cuando hay una caída repentina de la carga. Tiempo de respuesta solicitado: dentro de 10 minutos. Reserva solicitada: por lo general, al menos tanto como la unidad de generación más grande.</p>
Provisión de la reserva de regulación	<p>PHS está listo para aumentar o reducir el bombeo y generar potencia según se necesite y se usa para mantener la frecuencia del sistema de la red en una banda estrecha alrededor del valor nominal por el balanceo de suministro y demanda. La respuesta de la frecuencia es muy similar a la regulación, pero requiere un tiempo de respuesta más corto. Como la contención de frecuencia o la reserva del control primario debe ser capaz de activarse en segundos, por lo general las centrales de almacenamiento por bombeo no pueden aplicarse a menos que ya estén operando o se les diseñe específicamente para tiempos de activación rápidos. Tiempo de respuesta solicitado: de segundos a unos minutos.</p>



Seguimiento de carga	El PHS proporciona una capacidad de incremento rápida para responder a un perfil de carga fluctuante rápido o aleatorio. Tasa esperada de incremento o reducción: MW/minuto. Plazo: minutos.
Cambio de carga (arbitraje energético)	El PHS aumenta la eficiencia de la operación del sistema aumentando la generación de las unidades de carga base y reducir la operación de las unidades de pico excesivo.
Arranque en negro	El PHS proporciona una reserva activa de potencia y energía dentro de la red. Puede usarse para energizar las líneas de transmisión y distribución y proporcionar potencia de estación para poner en línea las centrales eléctricas después de una falla catastrófica de la red.
Soporte de voltaje	El PHS puede proporcionar potencia reactiva para mantener el voltaje de la red dentro de límites específicos para operar el sistema de transmisión en una manera estable.

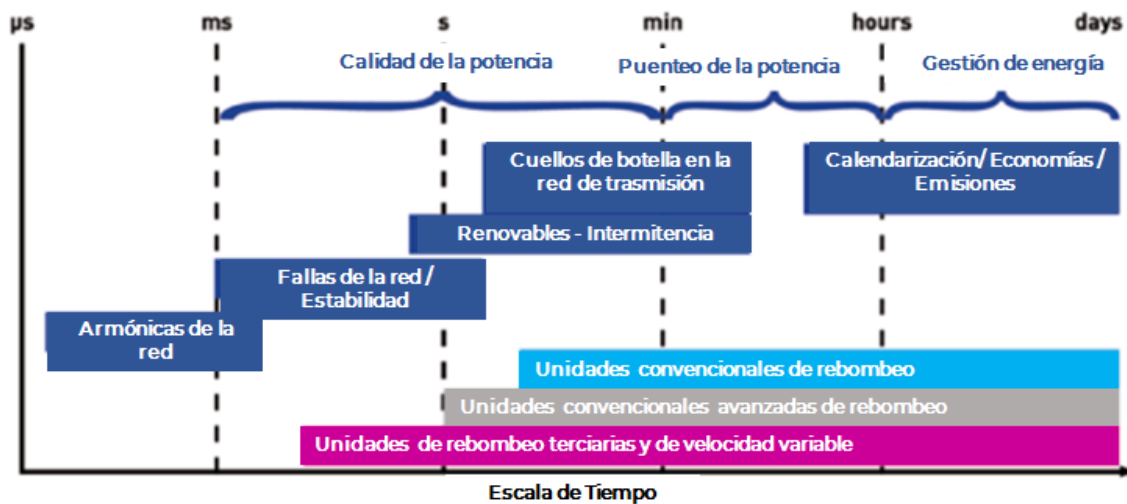


Figura 2.8. Plazos para regulación de la unidad de PHS avanzada moderna. Fuente: (EASE/EERA, 2017)

Mientras que el PSH es una tecnología probada y confiable que representa actualmente más de 97% de todas las soluciones de almacenamiento de energía en todo el mundo, la tecnología en general continúa avanzando y ahora incluye mejores eficiencias con turbinas de bomba reversible modernas, controles de equipo avanzados tales como convertidores de frecuencia estática y sistemas de aislamiento de generador, además de métodos de construcción subterránea y capacidades de diseño innovadoras. El beneficio de estos avances es un tiempo de respuesta más rápido del cual la carga sigue a renovables intermitentes con más eficiencia y rentabilidad.



Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

Algunos proyectos operativos identificados nos muestran la variabilidad de la aplicación de esta tecnología:

Tabla 2.5. Comparación de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Fuente: (Desarrollado por los autores)

Nombre	Liyang	Veytaux	Iowa Hills	Valhalla	Cultana
Capacidad (MW)	1500	480	400	300	225
Volumen de almacenamiento (MWh)	2007	1000		1500	1770
Costo de capital (MUSD)	1200		520	543	477
Duración del almacenamiento (h)				5	8
Eficiencia de viaje redondo (%)				77	72
Altura del diseño (m)	165	56		165	260
Fluido de trabajo	Agua dulce	Agua dulce	Agua dulce	Agua salada	Agua salada
País	China	Suiza	EE. UU.	Chile	Australia
Estado	Operativo	Operativo	Operativo	En construcción (2019)	Diseño (2017)
Referencia	("Central eléctrica de almacenamiento por bombeo de Liyang" 2020)	(IWP, 2017)	(Ingram, 2016)	(Colthorpe, 2016)	(ARENA, 2017)

Ventaja/Desventaja

El almacenamiento de energía, en especial en la forma de PHS, tiene un papel crucial en la habilitación de los niveles más altos de penetración solar y eólica variable, añadiendo servicios de flexibilidad de rango amplio sobre escalas de tiempo múltiples. **El nivel de generación libre de carbono necesario para cumplir con las metas climáticas ambiciosas significa que se requerirá que el PHS trabaje junto con otras tecnologías de almacenamiento energético, en especial baterías,** además de otros recursos de flexibilidad de red.



Al almacenar electricidad, las instalaciones de PHS pueden proteger el sistema eléctrico de los cortes eléctricos. En conjunto con la electrónica avanzada, los sistemas de PHS también pueden reducir distorsiones de armónicos y eliminar las caídas y subidas de voltaje. Es importante recordar la definición de armónico como un componente sinusoidal de una onda o cantidad periódica (por ejemplo, voltaje o corriente) que tiene una frecuencia que es un múltiplo integral de frecuencia fundamental (IEEE Power and Energy Society, 2014), que, para el caso particular de México, es de 60 Hertz.

De todos los tipos de generadores de potencia, los generadores de carga pico por lo general producen electricidad a costos mucho mayores que los de carga base. El PHS proporciona una alternativa a la potencia pico almacenando la electricidad de carga base barata y liberándola durante horas pico.

Las instalaciones de PHS proporcionan grandes capacidades eléctricas, con costos operativos y de mantenimiento bajos y alta confiabilidad.

Hay varias desventajas para la tecnología de PHS. El despliegue del PHS requiere un terreno adecuado con una diferencia importante de elevación entre los dos depósitos y una cantidad importante de recursos hídricos. Las instalaciones típicas de PHS tienen una altura hidráulica de 200-300 m con depósitos de volumen en el orden de millones de m³. La construcción de una estación de PHS por lo general tarda muchos años, en ocasiones más de una década, como ocurre con proyectos a gran escala que requiere obras civiles grandes. Aunque el costo de operación y mantenimiento es muy bajo, existe una inversión de capital inicial grande en construcción civil que solo puede recuperarse por décadas.

En teoría, tanto PHS como el almacenamiento de la batería puede proporcionar servicios similares de balanceo y auxiliares, pero, al final, debido a sus características técnicas, se implementan y usan de manera diferente. La ventaja del PHS es la carga rentable y la liberación de grandes cantidades de energía, mientras que las baterías, los volantes o condensadores son más adecuados para el balance incremental a corto plazo debido a su capacidad de enviar la energía almacenada en milisegundos. Esto resalta su complementariedad y el acoplamiento de las centrales de PHS con baterías también es el sendero futuro del crecimiento potencial.

Ambiente

Muchos de los impactos ambientales de la construcción y operación de una instalación de PHS pueden mitigarse, aunque tienen implicaciones de costos asociados. El uso de los depósitos existentes o los sistemas de ciclo cerrado afuera del río puede reducir más los impactos, además del uso de otras configuraciones innovadoras, incluyendo el uso de océanos/agua marina como depósito inferior o depósito subterráneo (Rogner y Troja, 2018).

Los impactos ambientales han causado muchas cancelaciones de proyectos propuestos de PHS. La construcción convencional de PHS en ocasiones involucra colocar una presa en un río para crear un depósito. El bloqueo de los flujos naturales de agua perturba el ecosistema acuático e inunda áreas previamente secas, lo cual puede destruir hábitats salvajes terrestres y cambiar de manera importante el paisaje.

El bombeo también puede remover sedimentos en la parte inferior de los depósitos y deteriorar la calidad del agua. La operación del PHS también puede atrapar y matar peces. Hay tecnologías para mitigar los impactos ecológicos. Los sistemas de detección de peces pueden instalarse para minimizar el atrapamiento de peces y reducir sus muertes. La entrada y salida del agua



puede diseñarse para minimizar la turbulencia.

Un sistema de inyección de oxígeno también puede compensar la pérdida potencial de oxígeno debido al calentamiento del agua debido al bombeo. En algunos casos, el sistema de PHS puede servir para estabilizar el nivel del agua y mantener la calidad del agua (Yang y Jackson, 2011). Los impactos posibles de proyectos de PHS son específicos para el sitio y deben evaluarse con base en cada caso. Por lo general, los gobiernos requieren una evaluación del impacto ambiental antes de aprobar un proyecto de PHS.

Cualquier impacto potencial relacionado con la construcción y operación necesitan considerarse y mitigarse, incluyendo aquellas con relación inmediata con el sitio, además de corriente abajo.

Los impactos ambientales durante la operación de energía hidroeléctrica por bombeo son mínimos. Sin embargo, la ecología dentro de los depósitos necesitará adaptarse a niveles de agua en cambio constante, reduciendo la diversidad en el sistema, en especial con comunidades dispersas.

En todos los sistemas hidroeléctricos por bombeo, el agua se reusa por separado, extrayendo el valor máximo del recurso. Sin embargo, dependiendo de la configuración del proyecto hidroeléctrico por bombeo, puede haber una demanda constante de agua para llenar los almacenamientos para contrarrestar la evaporación.

Investigación y desarrollo

Maquinaria de las turbinas de bombeo de velocidad fija. La mayoría de los proyectos de almacenamiento por bombeo bajo desarrollo en todo el mundo es de este tipo. Existen varios motivos para esto, incluyendo los costos de equipo adicional para velocidad variable, así como la falta de reconocimiento de los servicios adicionales que proveen las mejoras del equipo; es decir, la oportunidad de proporcionar servicios conexos al mercado (EC, 2016).

El diseño tradicional de las máquinas de velocidad fija es la turbina de bombeo Francis reversible de una etapa, la cual actúa como una bomba en una dirección y como turbina en la otra. Aunque esta tecnología está probada y ha funcionado bien por décadas, existen limitaciones para su desempeño. Mientras que las mejoras del diseño con el paso de los años han mejorado la eficiencia de la unidad y la potencia de salida, la regulación de la frecuencia en el modo de la bomba no es posible con equipo de una velocidad. En el modo de turbina, la unidad no puede operar con eficiencia máxima durante la carga parcial. El equipo de la turbina reversible pura requiere detener y revertir el flujo de agua y esto puede tardar entre 20 a 30 minutos por ciclo.

Los conjuntos de maquinaria reversible constan de un motogenerador y una bomba-turbina que funciona como una bomba o como turbina, dependiendo de la dirección de la rotación. Con un rango amplio de velocidades específicas, las turbinas de bombeo pueden instalarse en sitios con alturas de menos de 50 a más de 800 m y con capacidades unitarias que varían de menos de 500 MW (VOITH, 2013). En una velocidad fija, solo es posible tener un punto operativo para cada carga hidráulica y, por lo tanto, se limita su flexibilidad operativa y las bombas solo pueden operar en potencia total o apagarse.

Las máquinas de turbinas de bombeo a velocidad variable permiten variar la potencia consumida en el modo de bombeo en un rango de salidas. La modificación de velocidad también permite que la turbina opere con máxima eficiencia en una porción mayor de su banda operatoria (Victor, 2019).



La clave para la flexibilidad de la central hidroeléctrica de almacenamiento bombeado es la velocidad en la cual la instalación puede pasar del almacenamiento energético a la generación de potencia. Las unidades de velocidad variable pueden aumentar la eficiencia ponderada en el modo de turbina por un promedio de 1% y el rango de ajuste de potencia de bombeo en 30% (GE, 2019).

Con las máquinas de turbinas de bombeo de velocidad variable, el cambio de arranque y paro de la unidad de bombeo se reemplaza con un regulador, el cual aumenta la eficiencia y flexibilidad. En este tipo de máquinas, la velocidad se controla con un convertidor de frecuencia y, por lo tanto, este tipo de máquinas para almacenamiento hidroeléctrico permite almacenar grandes cantidades de electricidad disponible inmediatamente, dando a la red mayor flexibilidad, predictibilidad y eficiencia.

Otra importante ventaja de máquinas de turbina de bombeo de velocidad variable para las tecnologías de almacenamiento es el ajuste de la frecuencia de la red eléctrica para proporcionar estabilidad de la red y regulación de frecuencia. Por lo tanto, la tecnología de velocidad variable se adapta bien al crecimiento rápido de fuentes de energía renovable al compensar las fluctuaciones y están entre los sistemas de producción más adaptables.

El equipo de turbinas de bomba de velocidad variable está diseñado en una configuración ternaria que constará de 3 pares de unidades. Cada par incluirá una bomba y una turbina con motor y generador, respectivamente. Los ensamblajes ternarios constan de un motogenerador, una turbina separada (por lo general Francis o Pelton) y un ensamblaje de bomba.

Como máquinas hidráulicas separadas, la dirección de la rotación del motogenerador puede ser el mismo en ambos modos operativos. Esta operación ofrece la mejor respuesta en términos de la velocidad que se realiza con el convertidor de torque que permite un cambio rápido entre el modo de turbina y de bomba. Hay una capacidad de regulación total tanto en la operación del modo de turbina y en el modo de bomba de 0% a 100% de la salida de la unidad (EC, 2016). Usando un corto circuito hidráulico, la unidad puede generar energía mientras bombea agua para almacenamiento. Esto proporciona una respuesta inmediata a las necesidades energéticas que cambian.

Al usar este arreglo sobre máquinas reversibles, casi todo el rango de potencia de la central está disponible. Adicionalmente, esta aplicación ayuda a controlar el flujo de energía a la red. El principio de este modo de operación se basa en la idea de que solo la diferencia entre la carga constante de la bomba y la salida flexible de la turbina, ambas rotando en un eje común, la generación de potencia debe consumirla, en este caso, la red.

Una ventaja mayor del diseño ternario es que la dirección de rotación del motogenerador es la misma para ambos modos operativos (es decir, que no hay cambios en la dirección del flujo del agua para cambiar del bombeo al generador). Los impactos de los transitorios hidráulicos se reducen de manera importante y la máquina puede moverse con rapidez de un modo de bombeo total a un modo de generación total, a diferencia de una máquina reversible, la cual puede detenerse antes de reiniciar en dirección opuesta (Koritarov y Guzowski, 2013).

Otra ventaja de una unidad ternaria es su capacidad de usar diferentes tecnologías de turbina para la bomba y la turbina, en particular, usa una turbina Pelton para instalaciones de gran altura.

Por otro lado, existen también desventajas del diseño ternario. En general, tendrá un primer costo más alto porque el diseño hidráulico es más complejo y porque se requiere más equipo. La central hidroeléctrica también será mayor debido a equipo adicional y que el equipo adicional

probablemente tendrá como resultado mayores costos operativos y de mantenimiento.

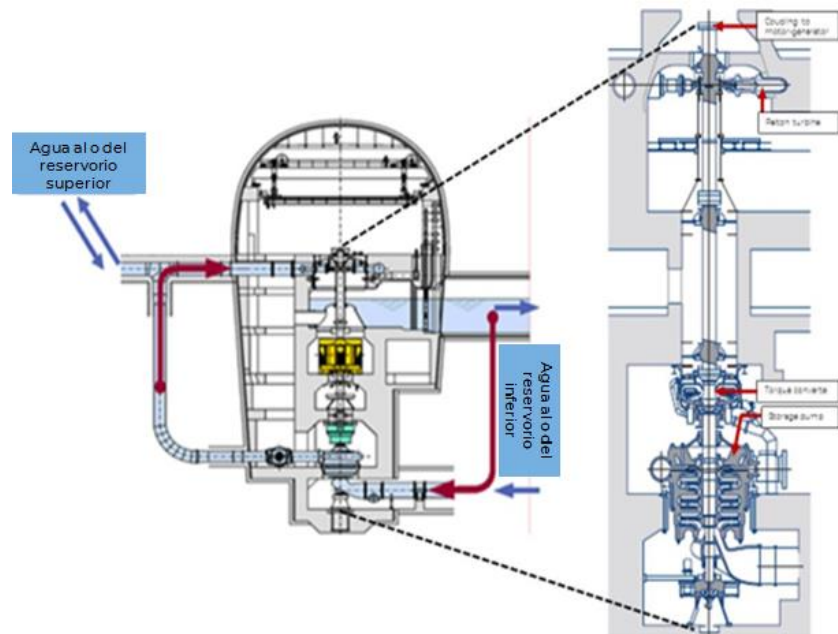


Figura 2.9. Las unidades ternarias demuestran operación por corto circuito hidráulico. Fuente: (Koritarov y Guzowski, 2013)

Predicción de desempeño y costos

Los costos de proyectos hidroeléctricos modernos de almacenamiento por bombeo variarán con base en condiciones específicas del sitio como lo son geología del sitio, disponibilidad del agua, acceso a la red de transmisión y costo general de construcción.

Un sitio de proyecto factible incluirá un rango calculado de costo aproximado de \$1,500/kilowatt (kW) a \$2,500/kW, con base en un proyecto dimensionado calculado de 1,000 MW.

Un proyecto menor por lo general no tiene las mismas economías de escala y puede tener como resultado en costos unitarios mayores (en \$/kW) que un proyecto mayor. Estos costos representan todos los aspectos del proyecto, excepto cargos de interconexión de transmisión que pueden variar de cargos muy menores a varios cientos de millones de dólares, con base en factores como la capacidad existente de la línea o el tamaño y la distancia de nuevas líneas (Manwaring, 2018).

Aunque los proyectos de PHS puede tardar de 3 a 6 años a partir del inicio de la construcción a la puesta en marcha, duran mucho en términos de vida útil, aproximadamente 60 a 100 años (Koritarov et al., 2014).

Mirando hacia 2030, se espera que la capacidad instalada de PHS aumente en aproximadamente 78,000 MW y se predice que gran parte de la expansión ocurrirá en China (hasta 50,000 MW) (Rogner y Troja, 2018).



El impulsor principal de la expansión de PHS en China es el aumento en la necesidad de flexibilidad del sistema, en particular la necesidad de integrar el viento fotovoltaico y la energía solar además de desplazar las centrales basadas en carbón.

En Europa, se espera que la capacidad del PHS crezca de manera modesta, entre 8,000-11,000 MW para 2030, impulsada por la necesidad de mayor flexibilidad debido al crecimiento de Energía Renovable Variable.

Sin embargo, en muchas regiones, las barreras de crecimiento del PHS son las fuentes de ingreso incierto porque el argumento comercial a largo plazo para el arbitraje energético es incierto desde que las fuentes de ingresos alternativas de los mercados de capacidad, balance y servicios auxiliares se desarrollan lentamente (Masiello, Roberts y Sloan, 2014; West y Vaughan, 2018).

Las presas sin equipos de generación también representan un gran potencial sin explotar. Se calcula que 12,000 MW de capacidad a partir de esta fuente pueden añadirse en los EE. UU., algunos de los cuales pueden usarse para PHS. Lo que permitiría desarrollar proyectos a un menor costo, con menos riesgo, en menor término y sin algunos de los retos ambientales afectados previamente. Este tipo de conversión también funciona con centrales hidroeléctricas convencionales. El Departamento de Agua y Energía de Los Ángeles considera equipar la Presa Hoover con una tubería y estación de bombeo que ayudaría a regular el flujo de agua por medio de los generadores de la presa, enviando agua a la parte superior para ayudar a gestionar electricidad en tiempos de mayor demanda (Blakers, Stocks, Lu, Anderson y Nadolny, 2017; Penn, 2018).

Se considera que el PHS goza de madurez tecnológica. En consecuencia, el desempeño y los costos del PHS no tendrán una variación en el periodo 2020-2050.

Incertidumbre

La eficiencia de ciclo completo, las pérdidas energéticas durante el almacenamiento y el número total de ciclos tendrán incertidumbre debido a las propiedades físicas de agua y características electromecánicas del PHS. Los otros datos técnicos del PHS no tendrán incertidumbre debido a que el PHS goza de madurez tecnológica.

Del mismo modo, los costos de las baterías de ácido de plomo tendrán incertidumbres debido al precio del petróleo, la inversión o centrales solares, el tamaño de la central y la capacidad de almacenamiento.

Los costos de capital del sistema de PHS dependen de la cuenca hidrológica y el depósito superior e inferior. Debe llevarse una cuenta de la capacidad de los depósitos y la altura entre ambos también. Cuando el sistema de PHS se aplica en presas hidroeléctricas, la incertidumbre se reduce de manera importante.

Datos para descripción cuantitativa

El PHS contiene una variedad de rangos y aplicaciones, porque la cantidad de energía almacenada es directamente proporcional para el tamaño del depósito y la diferencia en alturas entre reservas. Estas pueden variar de manera importante dependiendo de las características del suelo en el sitio para su construcción, para reducir costos en la construcción de los depósitos,



como ejemplo. Sin embargo, muchas posibilidades de diseño son técnicamente posibles, ya sea con depósitos artificiales o aprovechando otros depósitos no creados para dicho efecto como lo son minas o cuervas naturales.

En el pasado, la mayoría de las centrales de PHS se usaron para balancear la discrepancia entre la generación y carga durante tiempos de demanda alta y baja en sistemas eléctricos con muchas centrales de carga base. Con la penetración de energías renovables en sistemas eléctricos, esta forma tradicional de operación debe adaptarse para proporcionar opciones de flexibilidad adicional para balancear la operación del sistema.

Para esta situación, en la bibliografía aparece un rango amplio de capacidad, aunque, en general, su aplicación hace referencia al almacenamiento a mediano y largo plazo y tiempos de descarga que varían de horas a días.

Tabla 2.6. Características de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Fuente: (EASE/EERA, 2017)

Desempeños generales	Salida/Entrada	50 a 500 MW
	Valores más típicos	200 a 350 MW
	Capacidad de almacenamiento	>> 8 horas en carga total
	Rango de altura	75 a 1500 m
	Bomba-Turbina reversible de una etapa	~100 a ~600 m
	Eficiencia de ciclo	> 80%
Tiempo de reacción	50% a 100% de generación	~15 s
	0% a 100% de generación	< 2 min
	Bombeo de 0% a 100%	~ 1 min (TS) / ~4 min (VS)
	Generación al 100% a bombeo al 100%	~ 1 min (TS) / ~8 min (VS)
Servicios conexos	Rango de ajuste de producción	15% (TS) / 25% (VS) a 100%
	Rango de ajuste de potencia de bombeo	~0% (TS) / 70% (VS) a 100%
	Potencia reactiva, respuesta de frecuencia primaria, capacidad de arranque en negro	

VS = velocidad variable, TS = conjunto ternario

**Tabla 2.7.** Descripción cuantitativa. Fuente: elaboración propia

Parámetro\Referencia	(Victor, 2019)	(Manwaring, 2018)	(EC, 2016)	(EASE, 2016)	(Lazard, 2016)
Capacidad de una unidad típica de capacidad de almacenamiento de energía (MWh)	4000		3000	100	800
Capacidad de salida por unidad (MW)	500	1000	600	10 - 3000	100
Capacidad de entrada por unidad (MW)	500	1000	600	10 - 3000	100
Tiempo de generación de potencia (hrs)	8		5	10	8
Eficiencia de ciclo completo AC-AC (%)	77		75	70 - 85	80 - 82
- Eficiencia de carga (%)	75 - 85				75 - 85
- Eficiencia de descarga (%)	75 - 85				75 - 85
Perdidas de energía durante el almacenamiento (%/periodo)	10 - 15				15 - 25
Salida forzosa (%)	10%	3.0%	4.5%		5%
Salida programada (semanas por año)	5.2	1.56	2.34		2.5
Tiempo de vida técnico (años)	40 - 100	25 - 100		> 80	20 - 100
Tiempo de construcción (años)	5 - 10	3 - 10			3 - 7
Tiempo de vida (número total de ciclos)					7000
Energía específica (Wh/kg)				0.5 - 3	
Inversión específica (M\$/MWh)	0.285 - 0.452	0.170 - 0.250	0.201	0.446 - 1.674	0.238 - 0.350
- Componente de capacidad (M\$/MW)				0.400 - 1.500	
Costos fijos O&M (\$/MWh/año)	5,700				2000 - 4000



Ficha técnica

	Pumped Hydro Storage								Note	Ref
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)				
				Lower	Upper	Lower	Upper			
Energy/technical data										
Form of energy stored	Mechanical / hydraulic									
Application	Energy Shifting/ 8h									
Energy storage capacity for one unit (MWh)	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500		[1]	
Output capacity for one unit (MW)	1060	1060	1060	1060	1060	1060	1060		[1]	
Input capacity for one unit (MW)	1060	1060	1060	1060	1060	1060	1060		[1]	
Round trip efficiency AC-AC (%)	78	80	80	68	82	68	82	A	[2], [3], [4], [5], [6], [7]	
- Charge efficiency (%)	88	89	89	83	90	83	90			
- Discharge efficiency (%)	88	89	89	83	90	83	90			
Energy losses during storage (%/day)	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.00	0.02		[5]	
Auxiliary electricity consumption (% of output)	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01			
Forced outage (%)	2	2	2	2	2	2	2		[3]	
Planned outage (weeks per year)	1	1	1	1	1	1	1		[3]	
Technical lifetime (years)	60	60	60	60	60	60	60	A	[2], [4], [6]	
Construction time (years)	5	5	5	5	5	5	5	A	[3], [7]	
Lifetime (total number of cycles)	33250	33250	33250	26100	40300	26100	40300		[7]	
Regulation ability										
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	120	120	120	120	120	120	120		[8]	
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	300	300	300	300	300	300	300		[8]	
Financial data										
Specific investment (MUSD 2020 per MWh)	0.128	0.128	0.128	0.070	0.349	0.070	0.349	B	[1]	
-Energy component (MUSD/MWh)	0.023	0.023	0.023	0.005	0.1	0.005	0.1	C	[1]	
-Capacity component (MUSD/MW)	0.84	0.84	0.84	0.525	2	0.525	2	D	[1]	
Fixed O&M (kUSD2020/MW/year)	5.1	5.1	5.1	2.2	10.2	2.2	10.2		[9]	
Variable O&M (USD2020/MWh/year)	0.242	0.242	0.242	0.209	0.924	0.209	0.924		[9]	
Technology specific data										
Specific investment (USD2020/MW)	1.02	1.02	1.02	0.57	2.80	0.57	2.80		[1]	

Notas

- Promedio de datos con datos de referencias
- Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Inversión total por almacenamiento usable de kWh" y es verificable como resultado de: Almacenamiento energético + conversión de potencia/capacidad almacenable utilizable
- Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía". Pero también calculado por: Inversión total en almacenamiento/Capacidad de almacenamiento utilizable
- Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía", pero también calculado por: Inversión total de conversión/Potencia de conversión instalada

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "PHS.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas".

Referencias

ARENA. (2017). *Cultana pumped hydro project*. Canberra. Retrieved from https://arena.gov.au/assets/2017/09/Cultana-Pumped-Hydro-Project-_Public-FINAL-150917.pdf



Blakers, A., Stocks, M., Lu, B., Anderson, K., & Nadolny, A. (2017). *An atlas of pumped hydro energy storage*. Canberra. Retrieved from <https://arena.gov.au/assets/2018/10/ANU-STORES-An-Atlas-of-Pumped-Hydro-Energy-Storage-The-Complete-Atlas.pdf>

Borgquist, C. E., Hurless, R., & Padula, S. (2017). Update on Gordon Butte pumped storage project. *Hydro Review*, 36(9). Retrieved from <https://www.hydroreview.com/2017/11/01/update-on-gordon-butte-pumped-storage-project/#gref>

CERI. (2008). *World Energy: the past and possible futures 2007*. Calgary: Canadian Energy Research Institute.

Colthorpe, A. (2016). Chile's ambitious 561 MW PV and 300 MW pumped hydro project could begin next year. Retrieved from <https://www.energy-storage.news/news/chiles-ambitious-561mw-pv-and-300mw-pumped-hydro-project-could-begin-next-y>

EASE/EERA. (2017). *European energy storage technology development roadmap*. Bruselas. Retrieved from <https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf>

EASE. (2016). *Pumped hydro storage*. Bruselas. Retrieved from https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHS.pdf

EC. (2016). *Obstacle for the integration of storage in current EU regulatory and market framework*. Grenoble. Retrieved from <https://www.estorage-project.eu/wp-content/uploads/2013/06/eStorage-D3.3-Market-Regulatory-Barriers.pdf>

ED. (2019). Hydraulic turbine working. Retrieved from <https://engineeringdiscoveries.com/2019/05/17/hydraulic-turbine-working-types-advantages-and-disadvantages/>

EERE. (2019). Pumped-storage hydropower. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>

GE. (2019). *Implementing sustainable business models for hydro storage*. Retrieved from https://www.ge.com/content/dam/gepower-renewables/global/en_US/downloads/Whitepapers/ge-hydro-storage-sustainable-business-models-whitepaper.pdf

Hunt, J. D., Byers, E., Riahi, K., & Langan, S. (2018). Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. *Energy Conversion and Management*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.044>

Hunt, J. D., Freitas, M. A. V., & Pereira Junior, A. O. (2014). Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.038>

Ibrahim, H., & Ilic, A. (2013). Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies. In *Energy Storage - Technologies and Applications*. <https://doi.org/10.5772/52220>

ICOLD. (2019). Role of dams. Retrieved from https://www.icold-cigb.org/GB/dams/role_of_dams.asp

IEEE Power and Energy Society. (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std. 519-2014*.

Ingram, E. (2016). 400 - MW Iowa Hill pumped-storage hydro project canceled in California.



Retrieved from <https://www.hydroreview.com/2016/02/08/400-mw-iowa-hill-pumped-storage-hydro-project-canceled-in-california/#gref>

IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

IWP. (2017). Veytaux pumped storage plant inaugurated in Switzerland. Retrieved from <https://www.waterpowermagazine.com/news/newsveytaux-pumped-storage-plant-inaugurated-in-switzerland-5811346>

Koritarov, V., & Guzowski, L. (2013). *Modeling ternary pumped storage units*. Argonne. Retrieved from https://ceesa.es.anl.gov/projects/psh/ANL_DIS-13_07_Modeling_Ternary_Units.pdf

Koritarov, V., Veselka, T., Gasper, J., Bethke, B., Botterud, A., Wang, J., ... Gevorgian, V. (2014). *Modeling and analysis of value of advanced pumped storage hydropower in the United States*. Argonne. <https://doi.org/10.2172/1165600>

Lazard. (2016). *Levelized Cost of Storage - Version 2.0*. Retrieved from <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>

Lindström, A., & Granit, J. (2012). large-Scale water Storage in the water, energy and food nexuS PerSPectiveS on benefitS, riSkS and beSt PracticeS. *Siwi.Org*. <https://doi.org/10.1080/08897077.2011.640100>

Liyang pumped storage power station. (2020). Retrieved from https://en.wikipedia.org/wiki/Liyang_Pumped_Storage_Power_Station

Madlener, R., & Specht, J. M. (2013). An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Coal Mines. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2350106>

Mahmoud, M., Ramadan, M., Olabi, A.-G., Pullen, K., & Naher, S. (2020). A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. *Energy Conversion and Management, 210*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112670>

Manwaring, M. (2018). *Pumped storage report*. Washington, DC. Retrieved from <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2018/04/2018-NHA-Pumped-Storage-Report.pdf>

Masiello, R. D., Roberts, B., & Sloan, T. (2014). Business models for deploying and operating energy storage and risk mitigation aspects. *Proceedings of the IEEE*. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2014.2326810>

Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. W. (eds. . (2019). SPECIAL REPORT: GLOBAL WARMING OF 1.5 °C. *IPCC Report 2019*. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2019.10.025>

Morante, J. R. (2014). *El almacenamiento de la electricidad* (Primera). Barcelona: Fundación Gas Natural Fenosa.

NGH. (2017). System needs and product strategy. *UK Electricity Transmission, 44*.

Penn, I. (2018). The \$3 billion plan to turn Hoover Dam into a giant battery. *New York Times*. Retrieved from [https://www.nytimes.com/interactive/2018/07/24/business/energy-environment/hover-dam-renewable-energy.html#:~:text=The %243 Billion Plan,millions of](https://www.nytimes.com/interactive/2018/07/24/business/energy-environment/hover-dam-renewable-energy.html#:~:text=The%20$3%20Billion%20Plan,millions%20of)



homes and businesses.

Pérez-Díaz, J. I., Sarasúa, J. I., & Wilhelmi, J. R. (2014). Contribution of a hydraulic short-circuit pumped-storage power plant to the load-frequency regulation of an isolated power system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.042>

REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)*. Paris: Renewable energy policy network for the 21st Century. <https://doi.org/978-3-9818911-3-3>

RIVERS. (2019). Turbine selection. Retrieved from <http://rivers.bee.oregonstate.edu/book/export/html/35>

Rogner, M., & Troja, N. (2018). *The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition*. London. Retrieved from https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/the_worlds_water_battery_-_pumped_storage_and_the_clean_energy_transition_2.pdf

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

Slocum, A. H., Haji, M. N., Trimble, A. Z., Ferrara, M., & Chaemsaidi, S. J. (2016). Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 18, 80–99. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.09.003>

Victor, D. G. (2019). Pumped energy storage: Vital to California's renewable energy future, 36. Retrieved from https://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?File_id=F5F5EDF0-E298-4843-BAA5-CC8605586484

VOITH. (2013). *Pumped storage machines*. Heidenheim. Retrieved from http://voith.com/ca-en/11_06_Broschuere-Pumped-storage_einzeln.pdf

West, N., & Vaughan, D. (2018). Is there an economic case for pumped hydro? Retrieved from <https://www.entura.com.au/is-there-an-economic-case-for-pumped-storage-hydropower/>

Yang, C. J., & Jackson, R. B. (2011). Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.020>

2.2 Baterías de iones de litio

Descripción tecnológica breve

“Las baterías recargables de iones de litio, introducidas por vez primera por Sony Corporation a principios de la década de 1990, se han convertido rápidamente en la tecnología más importante para la electrónica de consumidores móviles” (IRENA, 2017). Una batería de iones de litio (LIB) puede almacenar energía eléctrica como energía química y las LIBs tanto recargables como no recargables están disponibles en el mercado. Las LIBs no recargables tienen una vida útil larga y tasas de autodescarga bajas y por lo general se fabrican como celdas de botón pequeño como, por ej., electrónica de consumidores portátiles, relojes pulsera y ayudas auditivas. Las LIBs recargables se aplican en todo tipo de electrónica de consumo y actualmente entran en mercados nuevos como lo son vehículos eléctricos y el almacenamiento eléctrico a gran escala. (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019). Las LIBs recargables pueden usarse para suministrar servicios a nivel del sistema como lo es una variedad de operaciones, incluyendo la regulación de frecuencia, seguimiento de carga, soporte de voltaje, cambio temporal, firmado de capacidad de renovables, entre otros, además del almacenamiento eléctrico local en hogares individuales. Es por esto por lo que esta sección solo se centra en LIBs recargables para suministrar servicios a nivel del sistema.

Un LIB contiene dos electrodos porosos separados de una membrana porosa. Un electrolito líquido llena los poros en los electrodos y la membrana. Por convención, los electrodos negativos y positivos también se llaman ánodo y cátodo, respectivamente. Las baterías de iones de litio (LIB) más comunes contienen un ánodo gráfico (microperlas de mesocarbono, MCMB), un cátodo (óxido metálico de litio o fosfato, por ej., LiCoO_2) y el electrolito que consta de una solución de una sal de litio (por ej. LiPF_6) en un solvente orgánico mixto (por ej., carbonato-dimetil carbonato de etileno, EC-DMC) incrustado en un fieltro separado (Scrosati y Garche, 2010)

Las baterías de iones de litio (Li^+) entre el ánodo y cátodo, que están hechas de compuestos de intercalación de litio. Los materiales de electrodos tanto positivos como negativos pueden reaccionar con los iones Li^+ . Como los iones de litio se mueven de un portador a otro al cargarse y descargarse.

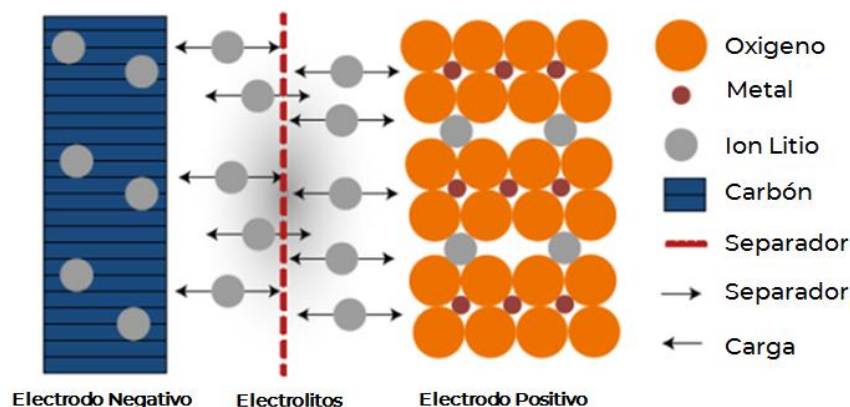


Figura 2.10. Principio de operación de un cátodo de óxido metálico de litio y celda de iones de litio de ánodos basada en carbono. Fuente: (IRENA, 2017)

Cuando los dos electrodos se conectan vía un circuito externo, la batería comienza a descargarse. Durante el proceso de descarga, los electrones fluyen vía el circuito externo desde el electrodo negativo al positivo. Al mismo tiempo, se extraen los iones intercalados en el ánodo de grafito (Li_xC_6), trasladados a través del electrolito y se intercalan finalmente en el material hospedante en el cátodo (óxido metálico de litio, aquí $\text{Li}_{(1-x)}\text{CoO}_2$). El enlace químico entre el material del cátodo y el litio es más fuerte que entre el material del ánodo y el litio. Así se reduce la energía química almacenada en la batería. El excedente de energía se libera como potencial electroquímico durante la descarga. Lo cual impulsa un electrón para cada ion de litio movido del ánodo al cátodo, por medio del circuito externo. Por lo contrario, durante el proceso de carga, la energía eléctrica se suministra para impulsar iones de litio del cátodo al ánodo, aumentando la energía del sistema (DTU Energy, Department of Energy Conversion and Storage, 2019).

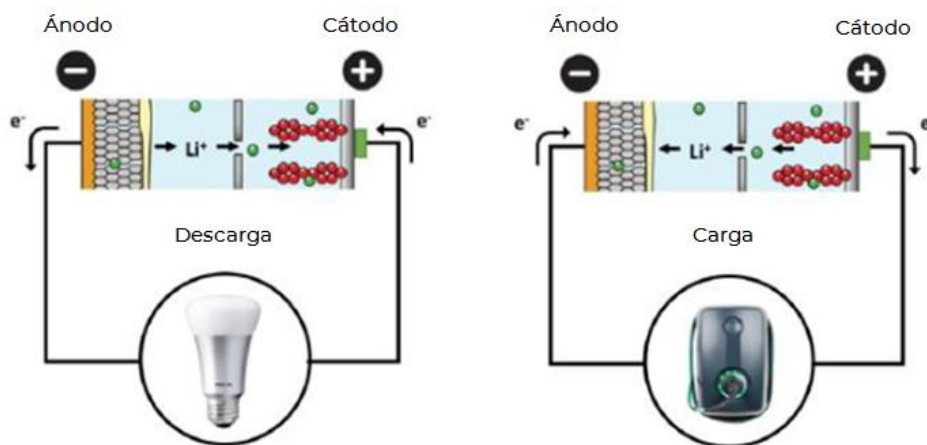


Figura 2.11. Diagrama esquemático de un sistema LIB en modo de carga y descarga. Durante la descarga, los iones Li^+ verdes mueven el electrodo negativo (izquierda) al electrodo positivo. El proceso se revierte durante el modo de carga (derecha). Fuente: (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)

La energía liberada por tener un ion Li^+ , y un electrón, que sale del electrodo negativo y entra al electrodo positivo se mide como el voltaje de la batería por la carga del electrón (también conocido como fuerza electromotriz: EMF por sus siglas en inglés) que es la energía por electrón liberada durante el proceso de descarga. La EMF por lo general es de alrededor de 3-4 voltios y depende de la química de la celda de LIB, la temperatura y el estado de carga (SOC por sus siglas en inglés) (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

El grado al cual pueden migrar los iones de litio de un electrodo a otro durante los procesos de carga/descarga por lo general se conoce como estado de carga (SOC)/profundidad de descarga (DoD por sus siglas en inglés). Por lo general, esto se controla durante la operación de la batería para mantener la estabilidad estructural de los materiales del electrodo; es decir, mantener la ciclabilidad (DTU Energy, Department of Energy Conversion and Storage, 2019). En otras palabras, si la batería se descarga más allá de este punto, las químicas del electrodo se vuelven inestables y comienzan a degradarse.

Cuando la LIB se descarga totalmente, la EMF es baja si se compara cuando se carga totalmente. Cada química de LIB tiene un rango de voltaje seguro para la EMF y los puntos límite del rango por lo general definen el estado de carga al 0% y 100% (SOC) y el rango de voltaje seguro evita la remoción completa del litio. La capacidad de descarga se mide en unidades de amperios hora



(Ah), y depende del tipo y la cantidad del material en los electrodos. La sobrecarga, o el almacenamiento prolongado en SOC alto también acelera la degradación (Agencia Danesa de Energía- ENERGINET, 2019).

Las baterías de iones de litio tienen la ventaja de energía específica alta, además de energía alta y densidad de potencia altas en relación con otras tecnologías de batería. También exhiben una capacidad de descarga de potencia alta (más de 90%), una vida relativamente alta y una tasa de autodescarga baja (IRENA, 2017). Los problemas relacionados con la estabilidad térmica y seguridad de las baterías de iones de litio se relacionan con las reacciones químicas que liberan oxígeno cuando se sobrecalientan los cátodos de óxido metálico de litio. Esta “ruptura térmica” puede generar fugas y llenar de humo la ventila del gas y puede conducir a que la celda se incendie. Mientras que existe un riesgo inherente de las baterías de iones de litio, puede dispararse por influencias externas ajenas al diseño tales como condiciones térmicas externas, sobrecarga o carga de corriente alta. Por lo tanto, los sistemas de almacenamiento de energía de baterías de iones de litio (BESS por sus siglas en inglés) contienen gestión térmica integral y procesos de monitoreo y se hace un enorme esfuerzo en mejorarlos (IRENA, 2017),

Químicas de iones de litio

Mientras que las baterías de iones de litio por lo general se abordan como un grupo homogéneo, esto queda lejos de la realidad. Las combinaciones variadas de materiales (es decir, químicas o subquímicas) de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS por sus siglas en inglés) de iones de litio tienen un desempeño, costo y características únicos. La elección química por lo general se relaciona con el deseo de optimizar el sistema de BES para que cumpla con varios objetivos de desempeño u operativos y dichas consideraciones pueden conducir a una elección diferente de material del electrodo (o electrolito). Por ejemplo, algunos sistemas de BES de iones de litio pueden diseñarse para aplicaciones en donde se requiere una potencia o densidad energética alta, mientras que para otras aplicaciones la meta puede ser otras aplicaciones, vida prolongada o el costo de capital menor posible (IRENA, 2017).

Se ha investigado un amplio rango de materiales y combinaciones para su aplicación en el ánodo, cátodo o electrolitos de sistemas de BES y las actividades de investigación están desarrollándose. Cada configuración tiene sus propias características económicas, de desempeño eléctrico y de seguridad.

Tabla 2.8. Comparación de propiedades de química de los iones de litio. Fuente: (IRENA, 2017)

Material activo clave	Litio níquel manganeso óxido de cobalto	Litio óxido de manganeso	Litio níquel cobalto aluminio	Litio fosfato de hierro	Titanato de litio
Abreviatura de la tecnología	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cátodo	$LiNi_xMn_yCo_{1-x-y}O_2$	$LiMn_2O_4$ (espinel)	$LiNiCoAlO_2$	$LiFePO_4$	Variable
Ánodo	C (grafito)	C (grafito)	C (grafito)	C (grafito)	$Li_4Ti_5O_{12}$



Material activo clave	Litio níquel manganeso óxido de cobalto	Litio óxido de manganeso	Litio níquel cobalto aluminio	Litio fosfato de hierro	Titanato de litio
Seguridad	3	3	2	4	4
Densidad de potencia	3	3	4	3	3
Densidad energética	4	3	4	2	2
Ventaja de los costos de la celda	3	3	2	3	1
Tiempo de vida	3	2	4	4	4
Desempeño de BES	2	2	2	4	4

1. Regular, 2. Bueno, 3. Muy bueno y 4. Excelente

Las celdas de níquel-manganeso-cobalto (NMC) son una elección común para aplicaciones estacionarias y el sector de electromovilidad. Estos tipos de celdas emergieron de la investigación, la cual, por motivos de costo, buscaban combinar el cobalto con otros metales menos costosos mientras retenían estabilidad estructural (Yabuuchi y Ohzuku, 2003). El material del cátodo NMC proporciona una buena combinación de energía, potencia y ciclo de vida. Las celdas de NMC tienen mejor estabilidad normal que las celdas LCO debido a su menor contenido de cobalto (IRENA, 2017).

Las celdas de óxido de litio-manganeso (LMO) tienen altas capacidades de potencia y tienen la ventaja de confiar en el manganeso que es aproximadamente cinco veces menos costoso que el cobalto. Las celdas de LMO tienen capacidades de descarga de corriente alta; sin embargo, tienen un desempeño energético inferior y solo tienen propiedades de ciclo de vida moderadas (Thackeray, 2004). Estas desventajas pueden tener un impacto sobre el atractivo para aplicaciones estacionarias y los sistemas de BES por lo general aplican una mezcla de celdas NMC y LMO. El sistema de BES combinado de NMC/LMO proporciona un balance entre desempeño y costo (IRENA, 2017).

Las químicas de baterías de litio-níquel-cobalto-aluminio (NCA) tienen un uso creciente en el mercado de la movilidad (por ej., notablemente, en vehículos eléctricos de Tesla Motors). Las celdas NCA y sus sistemas de BES presentan una densidad energética mayor que las baterías de iones de litio con base NMC, con la ventaja adicional de que el aluminio aumenta el desempeño y tiene mayor efectividad de costos que el cobalto. La operación con mayor voltaje de las celdas NCA conduce a la degradación de electrolitos y la investigación continúa superando este reto (Krause, Jensen y Chevrier, 2017).

La estructura cristalina olivina de la química de fosfato de hierro de litio (LFP) asegura que tiene una mejor estabilidad térmica en comparación con otras celdas de iones de litio y, mientras



siguen requiriendo sistemas de gestión de una celda, las celdas de LFP pueden comercializarse como “inherentemente seguras”. La tecnología posee una capacidad de potencia relativamente alta, la ventaja ambiental de un material de cátodo de bajo costo y no tóxico y una vida prolongada. Estas características, además de la tasa de autodescarga relativamente baja, hace que el sistema BES de LFP sea una tecnología muy atractiva para aplicaciones estacionarias (Stan, Stroe, Swierczynski y Teodorescu, 2014). Sin embargo, el sistema BES de LFP tiene la desventaja de un voltaje de celda de menor nominalización y, por lo tanto, baja densidad energética alcanzable debido a la conductividad eléctrica e iónica menor de la estructura del material (IRENA, 2017).

Aunque el grafito sigue siendo el material de ánodo más común en celdas de iones de litio, el aprovechamiento de la estructura de espinela del titanato de litio (LTO) obtiene impulso debido a algunas ventajas sobre el grafito que pueden ser relevantes para aplicaciones estacionarias. Las celdas de LTO exhiben beneficios en términos de estabilidad de potencia y química, mientras que el aumento en la agilidad de los iones en la estructura de LTO habilita la carga rápida (es decir, operación de tasa alta). Las celdas de LTO son muy estables térmicamente en estados de carga y descargas (Scrosati y Garche, 2010). Debido al potencial de referencia mayor del titanato en comparación con el grafito, el voltaje de la celda se reduce a aproximadamente 2-2.5 voltios, lo cual reduce su densidad energética máxima, aunque sigue siendo mayor que las baterías de ácido de plomo y níquel-cadmio.

El LTO es inherentemente seguro en comparación con otras tecnologías de iones de litio. El potencial alto del ánodo de LTO evita los problemas que se relacionan con la descomposición del material del electrolito que puede tener como resultado el crecimiento o la degradación de la interfaz sólida del electrolito y su tendencia relacionada para sobrecalentarse y ver que la capacidad se difumine y otros problemas de envejecimiento. Sus propiedades hacen del LTO la tecnología de iones de litio más duradera hasta la fecha y pueden alcanzarse tiempos de vida de ciclo extremadamente alto de 20,000 ciclos completos equivalentes o más. Sin embargo, debido a un bajo volumen de producción mundial, los precios de las celdas permanecen altos (IRENA, 2017).

Componentes en un sistema de almacenamiento energético con baterías de iones de litio

En los sistemas de almacenamiento LIB, las celdas de baterías se ensamblan en módulos que se ensamblan en paquetes. Los paquetes de baterías incluyen un Sistema de Gestión de Baterías (BMS por sus siglas en inglés). El BMS es un sistema electrónico que monitorea las condiciones de la batería tales como voltaje, corriente y temperatura y protege las celdas de operar fuera del área de operación segura. Un Sistema de Gestión Térmica (TMS por sus siglas en inglés) regula la temperatura para la batería y el sistema de almacenamiento. El TMS depende de las condiciones ambientales. Adicionalmente, un Sistema de Gestión Energética (EMS por sus siglas en inglés) controla la carga/descarga del almacenamiento de LIB conectado a la red desde una perspectiva del sistema. Dependiendo de la aplicación y configuración de potencia, el sistema de conversión de potencia puede constar de una o múltiples unidades convertidora (enlace de CD/CA). La generación de valor y las utilidades se crean vendiendo los servicios a los Operadores del Sistema de Transmisión (TSOs por sus siglas en inglés). La capacidad de las baterías puede venderse a los TSOs de manera total o parcial, contemplando el uso alternativo de la capacidad restante como, por ejemplo, gestión de carga local, comercio de energía o servicios de DSO.

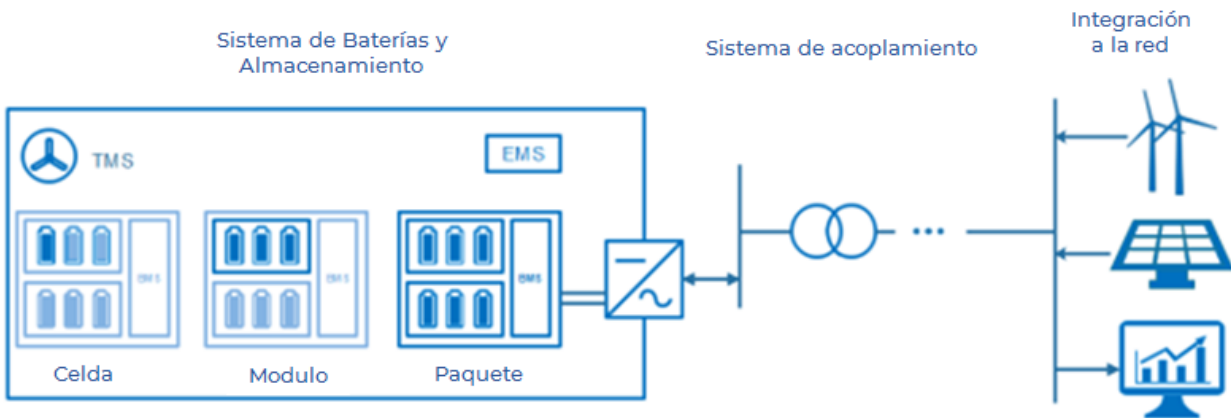


Figura 2.12. Diseño esquemático de un sistema de almacenamiento con baterías, acoplamiento del sistema de potencia y componentes de la interfaz de la red. Fuente: (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)

Las características ventajosas y las avenidas prometedoras para mejorar más las características clave de las baterías de ion de litio le han hecho la tecnología dominante de baterías de elección para los mercados de electrónica portátil y electromovilidad. Al reducirse los costos de los sistemas de BES de iones de litio, cada vez se vuelven más una opción económica para aplicaciones estacionarias y su presencia en dicho segmento está aumentando (IRENA, 2017).

Entrada/Salida

La entrada y salida son de electricidad. La electricidad se convierte a energía electroquímica durante la carga y se convierte de vuelta a electricidad durante la descarga en el proceso de reacción descrito en la sección: “Descripción tecnológica breve”.

Eficiencia y pérdidas de energía

Cuando la LIB no se opera su voltaje, U equivale a la EMF. Sin embargo, durante la descarga o carga, el voltaje de batería U cambia debido a la corriente/el paso de la resistencia interna R_i en la LIB. El cambio de voltaje ΔU puede describirse usando la ley de Ohm:

$$\Delta U = U - EMF = R_i I$$

y la pérdida en la resistencia interna se define como:

$$P_{loss} = \Delta U I = R_i I^2$$

Esta Ecuación explica cómo aumenta la pérdida con el aumento de corriente. La LIB proporciona una corriente de CD durante la descarga y necesita una entrada de corriente de CD para la carga. Antes de que se envíe electricidad a la red, el inversor convierte la corriente de CD en CA. La pérdida del inversor por lo general aumenta gradualmente de aproximadamente 1% a 2% cuando aumenta la potencia de conversión relativa de 0% a 100% (Schimpe, et al., 2018).

Las reacciones químicas no deseadas generan una fuga de corriente interna en la LIB. La fuga de corriente conduce a una autodescarga gradual durante la espera. La tasa de autodescarga



aumenta con la temperatura y la gráfica abajo muestra la capacidad de carga restante porque como función del tiempo y la temperatura para una LIB. La tasa de descarga es la pendiente de la curva y es de aproximadamente 0.1% por día a temperatura ambiente. La pérdida en espera es la suma de las pérdidas energéticas durante la espera debido a la autodescarga y al consumo de potencia en el balance de los componentes de la central (BOP por sus siglas en inglés) (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

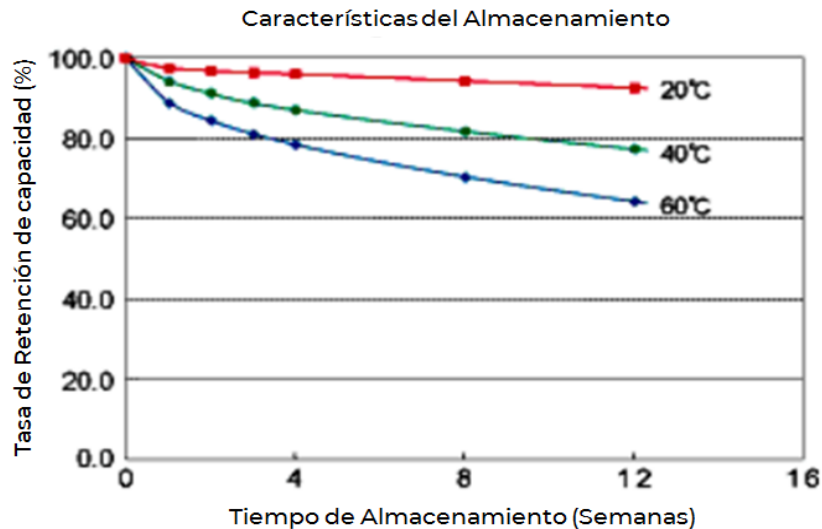


Figura 2.13. Capacidad de carga restante para una LIB típica como función del tiempo de almacenamiento. Fuente (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)

Además de la autodescarga en la celda, un sistema de almacenamiento eléctrico con LIB requiere potencia para operar los componentes de BOP auxiliares. Los componentes de BOP incluyen el inversor, BMS, EMS y TMS. La pérdida de energía relativa para los componentes de BOP depende de la aplicación y estrategia de operación y es importante minimizar su consumo eléctrico. La pérdida en espera es la suma de las pérdidas energéticas durante la espera debido a la autodescarga y al consumo de potencia en el balance de los componentes de la central (BOP) (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

La eficiencia de ciclo completo de la conversión de la celda de LIB es la energía descargada dividida entre la energía cargada.

$$\eta_{Conversion} = \frac{E_{Discharge,AC}}{E_{Charge,AC}}$$

La eficiencia de conversión de la batería se reduce con el aumento en la corriente porque aumenta P_{loss} , como se muestra en la figura siguiente. La tasa C es el inverso del tiempo que toma descargar una batería totalmente cargada. A una tasa C de 2 toma ½ hora y a una tasa C de 6 toma 10 minutos.

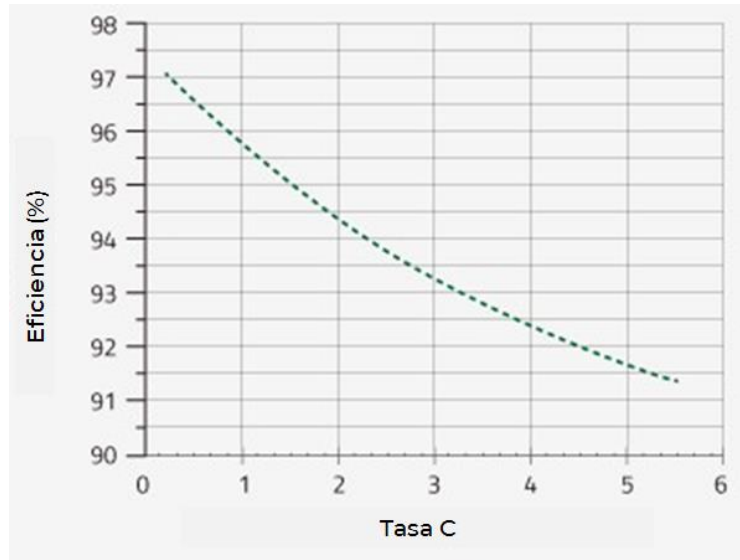


Figura 2.14. Eficiencia de viaje redondo de conversión vs tasa C para una de las baterías de polímero de litio basada en NMC de Kokami. Fuente: (L. Kokam Co.)

La eficiencia de ciclo completo total η_{Total} también incluye las pérdidas en espera:

$$\eta_{Total} = \frac{E_{Discharge,AC}}{E_{Charge,AC} + E_{stb}}$$

Aquí, E_{stb} denota la energía requerida a partir de la red para operar continuamente la BOP y mantener el estado de la carga. Los varios tipos de pérdidas dependen mucho de la aplicación.

La eficiencia total de ciclo completo para un BESS de iones de litio típico es de aproximadamente 80 % (Fathima y Palanisamy, 2018). Lazard usa un cálculo de 85% (Lazard, 2017). En resumen, la pérdida de ciclo completo total por lo general consta de 2-5% en relación con la celda, 2-4% a la electrónica de potencia y el resto a las pérdidas en espera. (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

Mientras que el cálculo de eficiencia de ciclo completo central de las tecnologías de iones de litio (es decir, una ventaja clave) varía entre 92% y 96% para IRENA en su reporte 2017 (IRENA, 2017).

Características y capacidades típicas

En general, las baterías tienen características tecnológicas avanzadas que les permiten ofrecer capacidades adecuadas para varios servicios de la red eléctrica en rangos de capacidad de varios MW. Una ventaja debida a la modularidad de la tecnología que le da flexibilidad de adaptarse a un rango amplio de capacidades y condiciones operativas.

Al paquete de baterías sin el BMS que sostiene las baterías se le llama bastidor. La energía por bastidor es por lo general de 60-166 kWh y el tamaño, por ejemplo, es de 415 mm x 1067 mm x 2124 mm (An. x Prof. x Al.) para un bastidor de 111 kWh de Samsung SDI y 520 mm x 930 mm x



2200 mm (An. x Prof. x Al.) para de 166.4 kWh de LG Chem. El peso del bastidor de Samsung SDI es de 1170 kg. Para el sistema de LG Chem el peso es de 1314 kg. Esto da una densidad energética de 118 kWh/m³ y 0.095 kWh/kg para el sistema de Samsung SDI y 156 kWh/m³ y 0.127 kWh/kg para el sistema de LG Chem. Para el sistema de Samsung SDI, la densidad de potencia en modo de carga es de 50 kW/m³ y 0.047 kW/kg. En modo de descarga, es de 708 kW/m³ y 0.569 kW/kg (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

Periodo de almacenamiento típico

Para LIBs, el número total de ciclos de carga-descarga completa dentro del tiempo de vida de la batería está limitado entre algunos miles hasta decenas de miles. El número exacto depende de la química, el método de fabricación, el diseño y las condiciones operativas como temperatura, tasa C y tiempo natural. Esto tiene impacto en el tipo de aplicaciones adecuadas. Varios aspectos de la tecnología ponen un límite superior al periodo de almacenamiento factible. La tasa de autodescarga hace que los periodos de almacenamiento de varios meses no sean factibles. La potencia de BOP para la operación en espera agrega pérdidas parasíticas para el sistema, lo cual limita más el tiempo de espera factible. Las reacciones químicas no deseadas en la LIB degradan gradualmente la batería y limitan el tiempo de vida natural. Esto llama a periodos de almacenamiento más breves para obtener ciclos suficientes para alcanzar un ingreso positivo (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

Hasta ahora, la mayoría de los sistemas de LIB actuales se han desplegado para proporcionar una respuesta de frecuencia con una duración del servicio que varía de segundos a minutos, las centrales de baterías han crecido lo suficiente como para entregar un desplazamiento temporal de energía a escala mayorista y esta aplicación requiere que las baterías manejen descargas prolongadas en niveles de potencia menores (<0.5C). La tecnología de iones de litio es una buena pareja para la generación renovable. La razón principal: es que es extremadamente flexible. En principio, se les desplegó para realizar reactivamente el alisamiento de la intermitencia y la consolidación rápida de renovables (respuesta de poco tiempo; segundos a minutos) (Researchinterfaces, 2018) Sin embargo, más recientemente, los sistemas se usan más para almacenamiento programado prolongado en renovables, como un el desplazamiento temporal con periodos de almacenamiento típicos de algunas horas (respuesta de largo plazo) (Schimpe, et al., 2018) (Researchinterfaces, 2018).

Capacidad de regulación

Las LIBs conectadas a la red pueden absorber y liberar la energía con rapidez. El tiempo de respuesta de LIBs conectados a la red depende grandemente de los componentes de control, EMS, BMS y TMS, además del sistema de conversión de potencia (PCS).

El costo de instalación competitivo (esbozado más adelante) hace de los BESS (Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías) con LIB adecuado para una amplia gama de aplicaciones y el tiempo de respuesta rápido permite el uso de BESS para un rango amplio de provisiones de control primarias (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019):

- Regulación de frecuencia, en donde los BESS se usan para mitigar desviaciones en la frecuencia de CA. Hoy en día, la regulación de frecuencia es la aplicación principal de sistemas BESS estacionarios desplegados en todo el mundo de acuerdo con los datos registrados en el Departamento de Energía de Estados Unidos (US DOE., 2019).



- Mejoría diferida o evitada de la subestación. En esta forma, el BESS puede ayudar a diferir actualizaciones costosas de la red de transmisión y distribución.
- La nivelación de carga pico, en donde el BESS proporciona o consume energía para reducir los picos en un sistema de potencia.
- Integración renovable; por ej., desplazamiento temporal de carga de potencia renovable intermitente.
- Ahorros de costos energéticos; por ej., reducir la generación de energía pico/compras o desplazamiento de generación eólica fuera de pico a pico.
- Alivio de congestión de la transmisión, en donde el BESS desplegado localmente reduce la carga en el sistema de transmisión y distribución.
- Arranque de emergencia
- El control de la regulación y del voltaje son adecuadas para reducir desviaciones de voltaje en las redes de distribución y regulan la potencia activa y reactiva, mejorando así el perfil de voltaje de la red.
- Calidad de potencia y confiabilidad de la red, reaccionando inmediatamente después de una contingencia.
- Reservas rodantes. Esto puede mejorar la integración de la energía renovable porque reduce los eventos que disparan las protecciones de los inversores.

Tabla 2.9. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de iones. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Arbitraje energético	√
Respuesta primaria	√
Respuesta secundaria	√
Respuesta terciaria	√
Reemplazo de emergencia	√
Arranque en negro	√
Diferimiento de inversión en T&D	√
Gestión de congestiones	√
Gestión de facturas	√
Confiabilidad de potencia	√

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

Varias empresas tienen experiencia usando baterías de iones de litio a nivel de escala de servicio público y los sistemas llave en mano a escala de la red están disponibles comercialmente a partir de un rango amplio de proveedores.

Al finalizar diciembre de 2017, el sistema de almacenamiento en LIB a escala de la red más



grande identificado fue la Granja Eólica Hornsdale de Neoen que presenta 100MW/129MWh, proporcionando control de picos. Este sistema fue suministrado por Tesla (Tesla, 2017).

Toshiba Corporation anunció en 2016 que un sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) que la empresa suministró a Tohoku Electric Power Company comenzó a operar como se programó. El BESS de iones de litio de 40MW-40MWh es uno de los más grandes en el mundo. El BESS administrará y mejorará el balance de oferta y demanda de energía renovable, el cual es objeto a fluctuaciones de salida influenciadas por el clima, almacenando electricidad renovable excedente cuando el suministro excede la demanda y libera electricidad almacenada en tiempos de gran demanda (Toshiba, 2016).



Figura 2.15. Modelo del sistema de paquete eléctrico Tesla emparejado con la Granja Eólica Hornsdale de Neoen cerca de Jamestown, Sur de Australia. Fuente: (Tesla, 2017)



Figura 2.16. Sistema de almacenamiento Minima-Soma de Tohoku Electric Power Company. Fuente: (Toshiba, 2016)



Otro de los sistemas más grandes es el sistema de almacenamiento de LIB a escala de la red de la Subestación Mira Loma en California, el cual presenta 20MW/80MWh en 2016 utilizando 400 paquetes de potencia Tesla para proporcionar control de picos (electrek, 2017) y el sistema de almacenamiento a escala de la red con LIB de Laurel Mountain, West Virginia, Estados Unidos a 32MW/8MWh (AES) y está diseñado para la regulación de frecuencia y sustentar la central generadora de viento de 98MW y con una relación potencia-energía alta en comparación con los sistemas de almacenamiento con LIB a escala de la red que están diseñados para el control de picos con una relación potencia-energía menor (Figura 2.17). Adicionalmente, el almacenamiento energético con AES basado en EE. UU. ha operado comercialmente un sistema de BES de iones de litio (8 MW/2MWh en 2010, 16MW ampliado en 2011) en Nueva York para suministrar la regulación de frecuencia.

México tiene un proyecto de almacenamiento eléctrico a escala de servicio público en La Paz, en Baja California Sur, construido por Elmyra para energía Gauss como parte de la central de 32 MW del parque solar Aura solar III que incluye el sistema de almacenamiento de baterías de iones de litio con una capacidad de carga/descarga de 10.5 MW y 7 MWh de energía almacenada (pv magazine, 2019). Además, se construyó enfocada a la planta de PV para la estabilización de la red (Figura 2.18).



Figura 2.17. Sistema de LIB de la central eólica de Laurel Mountain. Fuente: (AES)



Figura 2.18. Central solar Aura III en La Paz, México. Fuente: (pv magazine, 2019)

Ventaja/Desventaja

Dentro de la última década, el interés comercial del almacenamiento eléctrico utilizando sistemas de LIB ha aumentado dramáticamente. El volumen de producción sigue limitado y existe un potencial prometedor para las reducciones de costo por medio del escalamiento. La tecnología goza de independencia y requiere un mantenimiento mínimo después de la instalación inicial (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

Los contenedores vienen en tamaños estándar. Para los sistemas pequeños, esto tiene impacto en el CAPEX del sistema de LIB, aunque, cuando el tamaño del sistema excede varias unidades de contenedores, el precio puede considerarse como lineal. Por ejemplo, en comparación con la tecnología de celdas de combustible, el CAPEX por capacidad de almacenamiento es relativamente alto. Esto se debe a que la electricidad se almacena en los electrodos de baterías, mientras que para las celdas de combustible la electricidad se almacena como combustible separado. Entonces, agregar cada vez más capacidad energética a un sistema de baterías se considera como algo relativamente barato. El CAPEX específico de energía relativamente alta, combinado con la autodescarga gradual y las pérdidas parasíticas en BOP hace de la tecnología menos atractiva para el almacenamiento a largo plazo más allá de algunos días (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019). Debido a la gran variación entre las químicas posibles, estas también diferencian ciertas ventajas y desventajas con respecto a su composición:



Tabla 2.10. Comparación de ventajas y desventajas de la química los iones de litio. Fuente: Adaptado de (IRENA, 2017)

Material activo clave	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Ventajas	Puede personalizarse para potencia o energía alta Perfil térmico estable Puede operar en voltajes altos	Costo bajo debido a la abundancia de manganeso Muy buena estabilidad térmica Muy buena capacidad de potencia	Muy buena energía y buena capacidad de potencia Vida de ciclo buena en sistemas más recientes Vida del calendario de almacenamiento prolongado	Muy buena estabilidad térmica Vida de ciclo muy buena Capacidad de potencia muy buena Costos bajos	Muy buena estabilidad térmica Tiempo de vida prolongado Capacidad de descarga de tasa alta No hay problemas de interfaz del electrolito sólido
Desventajas	Problemas de patentes en algunos países El cobalto se relaciona con cuestiones éticas y de precio/abundancia El contenido de Co bajo y contenido de Ni alto presenta inestabilidad.	Vida de ciclo moderada, insuficiente para algunas aplicaciones Desempeño energético bajo	Estabilidad térmica de estado cargado moderado que puede reducir la seguridad La capacidad puede esfumarse a una temperatura de 4070 °C El cobalto se relaciona con cuestiones éticas y de precio/abundancia	Densidad energética menor debido al voltaje celular menor	Costo alto de titanio Voltaje celular reducido Baja densidad energética

NMC: Litio níquel manganeso óxido de cobalto; LMO: Litio óxido de manganeso; NCA Litio níquel cobalto aluminio; LFP: Litio fosfato de hierro; LTO: Titanato de litio

Ambiente

Las reservas actuales de litio se calculan en aproximadamente 14 millones de t, mientras que los recursos mundiales totales de litio, debido a la continua exploración, los recursos han aumentado sustancialmente en todo el mundo y ascienden a un total de 62 millones de toneladas (USGS, 2019). A pesar del hecho de que los recursos y reservas de material de iones de litio en general tienen abundancia suficiente como para sustentar el aumento en la captación esperado de la tecnología, los escenarios de demanda agresivos pueden constituir retos para la industria minera para que reaccione con la rapidez suficiente en vista de que la incertidumbre en el crecimiento por demanda hace que sea difícil planificar el suministro (IRENA, 2017).



Una revisión en el análisis del ciclo de vida (LCA) de la producción de baterías de iones de litio que “en promedio”, producir 1 Wh de capacidad de almacenamiento se asocia con una demanda acumulativa de energía de 328 Wh y genera emisiones de gas de invernadero (GHG) de 110 g CO₂ eq” (Peters, Baumann, Zimmermann, Braun y Weil, 2017); y un reporte de la EPA de EE. UU. Indicó en 2013 que, en la química de las baterías, el impacto potencial para el calentamiento global atribuible para la producción de LIB, incluyendo la minería, es sustancial. El estudio mostró que las baterías que usan cátodos con níquel y cobalto, además del procesamiento de electrodos basado en solventes tiene el potencial más alto para impactos ambientales. Estos impactos incluyen el agotamiento de recursos, el calentamiento global, la toxicidad ecológica y los impactos a la salud humana.

Un análisis reciente por la DERA de Alemania sugiere una demanda total para que el contenido de litio aumente a 80,150 toneladas (t) por año para 2025, un crecimiento anual compuesto de 9.2% desde 2015. Al mismo tiempo, su escenario conservador de suministro indica una extracción de litio total que crece de 33,011 t en 2015 a 88,000 t para 2025. Esto asume que la capacidad de suministro de 2015 se mantiene y que las expansiones planificadas a la capacidad existente se lograrán a una tasa de 70%. Bajo un escenario de suministro optimista, el excedente de la sobredemanda de suministro en 2025 de 8,000 t para el cálculo de demanda central puede subir cinco veces a aproximadamente 40,000 t en 2025, o 50% más que la demanda proyectada. Sin embargo, la incertidumbre continúa con respecto al desarrollo real de la demanda (IRENA, 2017).

El material NMC del cátodo de la LIB contiene óxidos de cobalto y níquel tóxicos. Aproximadamente 60% de la producción mundial proviene de la R. D. del Congo y los riesgos de salud ambiental y condiciones de trabajo en relación con la minería de cobalto aumenta las inquietudes sobre ética (The Washington Post, 2018)

Aunque los riesgos de suministro para litio y cobalto para los sistemas de BES no aparecen lo suficientemente amenazantes para la futura aceptación de la tecnología, estos apuntan a la creciente importancia de las estrategias de gestión de vida final sostenible para sistemas de BES que incluyen el reciclaje efectivo (IRENA, 2017).

Investigación y desarrollo

Muchas líneas de investigación se están desarrollando actualmente para mejorar los materiales, las celdas y los sistemas de baterías basadas en litio. Debido al impacto económico y tecnológico, un amplio rango de la investigación patrocinada por el gobierno y la industria ocurre en el mundo hacia la mejoría de LIB. Se ha hecho un gran avance hacia nuevos materiales de los cátodos y se ha logrado una mejoría importante en términos de voltaje y densidad energética, pero un electrolito complementario no está disponible y esta limitación es para la química general de la batería (DTU Energy, Department of Energy Conversion and Storage, 2019). Por lo tanto, algunos puntos de atención son:

- Mejorar la densidad energética de las celdas de LIB desarrollando electrolitos de alto voltaje permite cargar voltajes de hasta 5 voltios (en vista de los sistemas actuales limitados generalmente a 4.4 voltios para limitar la oxidación electrolítica y proteger el tiempo de vida de la celda), (Petibon, Xia, Ma, Bauer, Nelson y Dahn, 2016). Siguen investigándose los líquidos iónicos para una operación potencial alta más segura (Armand, Endres, MacFarlane, Ohno y Scrosati, 2009)
- El aumento en la capacidad de potencia de la batería a través del desarrollo de materiales



avanzados del electrodo como, por ejemplo, con el uso de materiales a nanoescala como ánodos basados en nanopartículas de silicio (Casimir, Zhang, Ogoke, Amine, Lu y Wu, 2016), o el desarrollo de un cátodo basado en fosfato de níquel que puede operar a 5.5 V (en comparación con los 3.7 V de los cátodos de óxido de cobalto) (Wolfenstine y Allen, 2004)

- Mejorar el tiempo de vida del ciclo. Varias actividades de investigación y desarrollo se centran en mejorar el tiempo de vida de las baterías metálicas de litio recargables se centran en especial en las celdas de LMO (Lee, Kim, Lee y Oh, 2014) (Saulnier, Auclair, Liang y Schougaard, 2016). Desde que el manganeso es un material de bajo costo y disponible en abundancia para el cátodo básico. Sin embargo, durante el ciclo, el manganeso se escurre del cátodo y se lixivía en el electrolito, lo cual estabiliza la interfaz del electrolito sólido en el ánodo y reduce la capacidad disponible de la batería. Algunos enfoques para detener el proceso de disolución incluyen un revestimiento del cátodo, además del dopado catiónico. Además, un nuevo recubrimiento puede hacer que las baterías metálicas de litio ligeras sean seguras y de larga duración, un impulso para el desarrollo de vehículos eléctricos de la siguiente generación

Los nuevos enfoques hacia el litio como material para el almacenamiento energético se han explorado en años pasados.

- Baterías de sulfuro de litio. Se usa el azufre como un material activo que está disponible de manera abundante a un precio razonable y contempla densidades energéticas muy altas de hasta 400 Wh/kg y su composición química ofrece una protección inherente contra el sobrecargado, haciéndola considerablemente más segura. Un rango de retos (incluyendo una tasa de autodescarga alta, una conductividad interna baja y un tiempo de vida de ciclo muy bajo de solo 50 a 100 ciclos completos) lo mantienen en la etapa temprana de desarrollo y no puede considerarse aún como una oportunidad comercial (IRENA, 2017)
- Baterías de aire de litio. Como uno de los materiales activos, oxígeno, puede extraerse del aire ambiente, las baterías de aire de litio. Presenta energía con potencial y densidad de potencia más altas de todos los sistemas de almacenamiento con baterías. Debido a los retos existentes con la pasivación de los electrodos y baja tolerancia a la humedad, la comercialización a gran escala de la batería de aire de litio no se espera dentro de los años siguientes (IRENA, 2017).

Aunque los sistemas de LIB para el almacenamiento eléctrico están disponibles comercialmente en el presente y se ha incrementado su despliegue y mejorado las economías de la escala a partir de una base de fabricación más amplia, la innovación continua y mejoras tecnológicas tienen probabilidad de tener un impacto grande en el potencial de declinación de costos de sistemas de BES de iones de litio.

Predicción de desempeño y costos

Los costos del sistema de BES experimentan una tendencia descendente en años recientes. Sin embargo, los desgloses detallados de costos para sistemas de almacenamiento con baterías por lo general son escasos o difíciles de obtener debido a restricciones de confidencialidad y datos de series de tiempo consistentes para sistemas de BES de iones de litio por lo general no están disponibles.

Sin embargo, de acuerdo con el Monitor de Almacenamiento Energético de EE. UU., los precios de bastidores de baterías de iones de litio declinaron en más de 20% cada año en 2015 y 2016 y,



en 2017, los precios bajaron casi 15%. La demanda creciente de la industria de vehículos eléctricos y el mercado de almacenamiento de energía estacionaria, además de mejoras en la densidad energética, impulsaron en gran medida estos declives históricos en los precios (Wood Mackenzie, 2019).

El pronóstico de costos reciente del estudio New Energy Outlook 2018 de Bloomberg para el paquete de LIB promedio de la industria muestra que el precio de las LIB es cercano a 200 US\$/kWh (como también puede apreciarse anteriormente, en donde se indica 225 US\$/kWh) y el pronóstico predice un precio de batería de 70 US\$/kWh para 2030 (figura 2.20). Adicionalmente, la capacidad instalada añadida pronosticada entre ahora y 2050 se calcula en 1,291 GW (Bloomberg NEF, 2018). Utilizando los resultados pronosticados de Bloomberg con una tasa de aprendizaje de 18% y el crecimiento de capacidad pronosticado, estos tienen como resultado un pronóstico de 50 US\$/kWh en 2040 y 40 US\$/kWh en 2050. Aunque esto puede ser demasiado optimista.

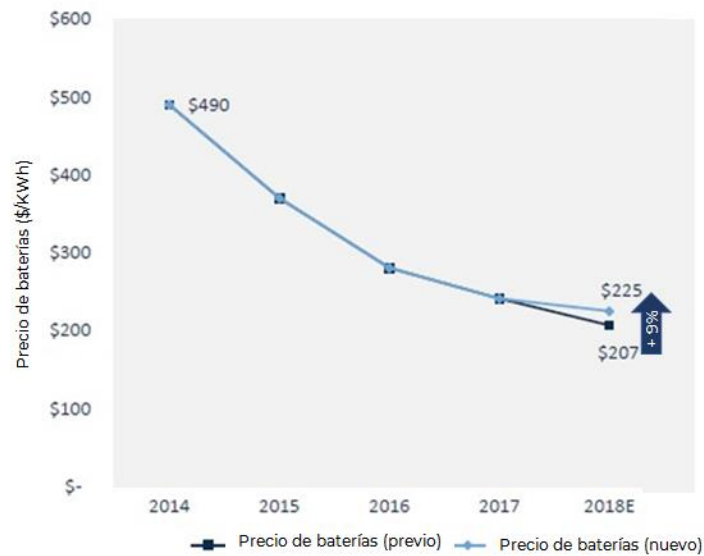


Figura 2.19. Precios de las baterías de iones de litio. Fuente: (Wood Mackenzie, 2019)

El método de proyección en la ficha técnica se desvía un poco de esto, porque se considera que el Bloomberg New Energy Finance (BNEF) puede ser demasiado optimista en su pronóstico y la metodología debe ser consistente con las fuentes de información. Por lo tanto, el enfoque para la proyección en este Catálogo considera un escenario más conservador con base en la experiencia de la Agencia Danesa de Energía y su pronóstico.

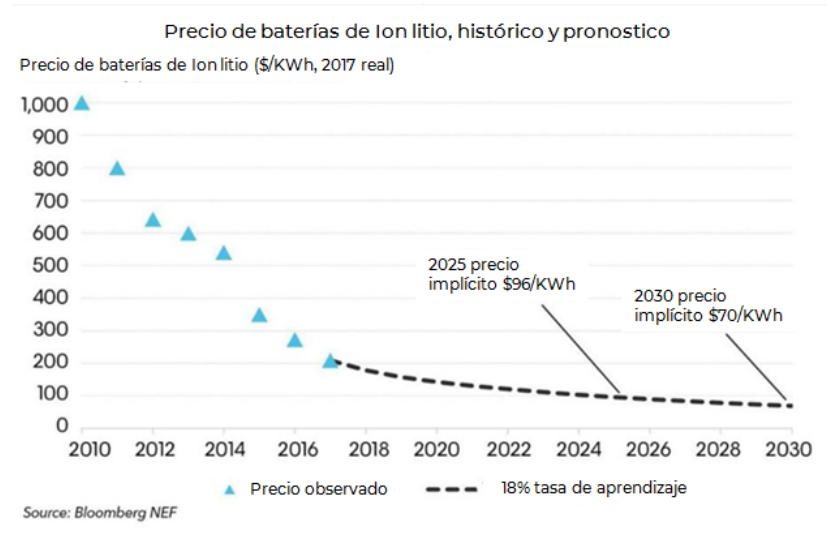


Figura 2.20. Costo del paquete de baterías de iones de litio histórico y pronosticado. Fuente: (Bloomberg NEF, 2018)

Tesla sigue adelantado a la competencia en costos en el presente y sigue en ruta para mejorar los costos en aproximadamente 15% cada año. Con un nivel de costo del paquete de 190 US\$/kWh ya en 2016 y se han reportado indicaciones de 100 US\$/kWh antes de 2020 (CleanTechnica, 2018). Mostrando una ventaja relevante en costos sobre el promedio de la industria, el cual rastrea Bloomberg New Energy Finance (BNEF) con regularidad.

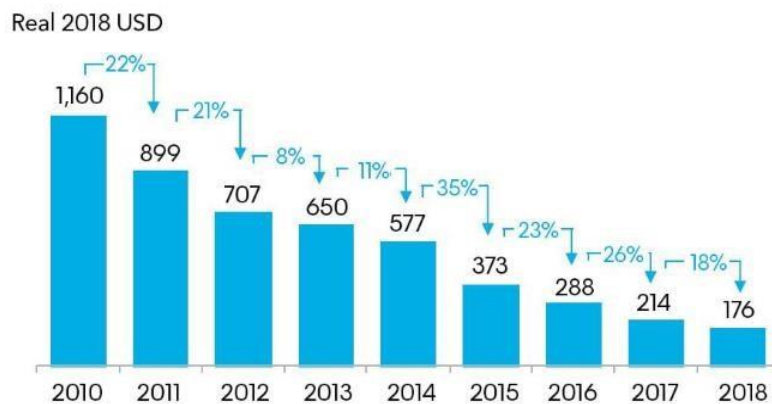


Figura 2.21. Precio del paquete de iones de litio promedio ponderado por volumen. Fuente: (Bloomberg NEF)

Las reducciones en costos vienen respaldadas por un aumento rápido en la capacidad de producción de LIB. La fabricación mundial para celdas de iones de litio ha aumentado considerablemente y continúan los planes de seguir expandiendo las capacidades. La expansión de capacidad de producción de iones de litio sigue desarrollándose entre los participantes actuales establecidos y algunos nuevos, más que nada impulsada por los actores interesados en China. Además de las megafábricas, puede apreciarse un crecimiento impresionante de cinco veces como se aprecia en la figura 2.22, con el aumento de aproximadamente 29 GWh en 2016 a 174 GWh para 2020 (Desjardins, 2017).

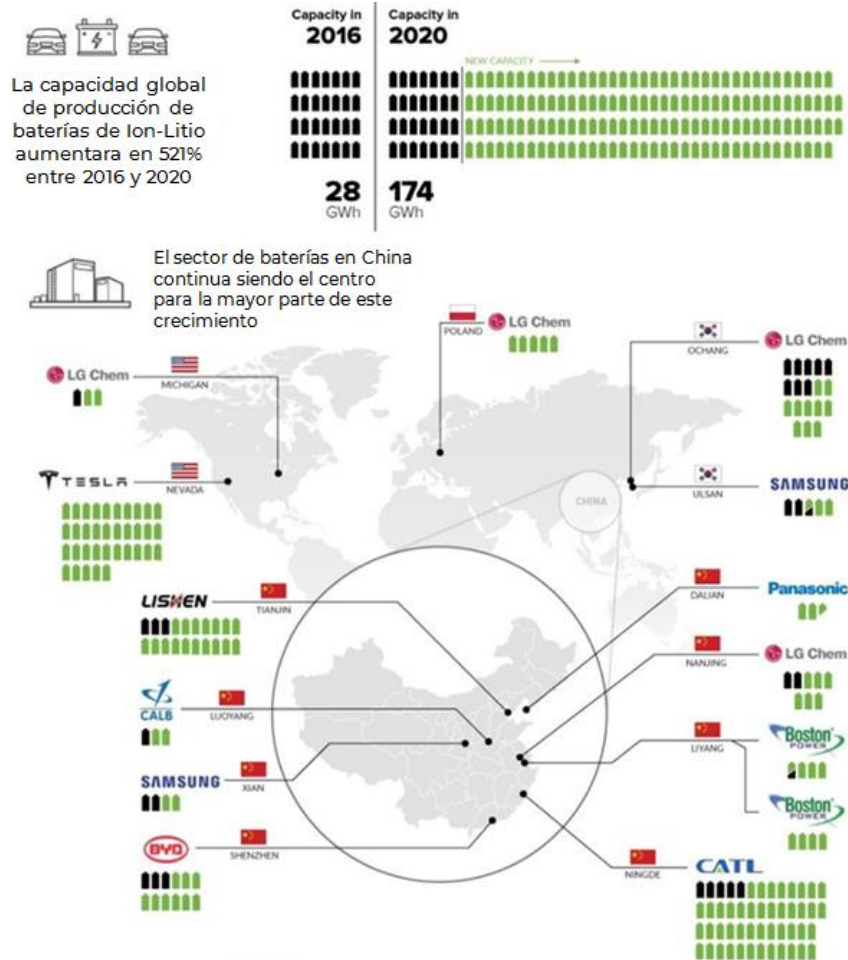


Figura 2.22. Crecimiento proyectado en capacidad de fabricación de LIB total y dividida entre los productores tecnológicos. Cada batería representa una capacidad de producción de un GWh por año. Fuente: (Desjardins, 2017)

Incertidumbre

El pronóstico del precio de LIB depende de mejorar la competitividad de los sistemas de baterías de iones de litio y requerirá una combinación de mejoras en el desempeño y reducciones de costo instalado. Por lo tanto, los pronósticos de precios implican un amplio rango de incertidumbres porque las químicas diferentes usadas y las avenidas en los campos de mejoras tecnológicas, como lo son densidades energéticas mejoradas o el alcanzar tiempos de vida más altos, la mejora de la eficiencia de ciclo completo y mejoras en materiales representa un rango muy amplificado de variables para el pronóstico. Por lo tanto, si la tasa de aprendizaje no es de 18% como se pronostica en el estudio New Energy Outlook 2018 de Bloomberg (Bloomberg NEF, 2018), pero, en vez del 12-16% que pronostica IRENA (IRENA, 2017), las reducciones pronosticadas de precios tendrán precios finales de 70 US\$/kWh para una tasa de aprendizaje de 12% en 2050 en vez de 40 US\$/kWh para el pronóstico de 18%. Con una tasa de aprendizaje de 14% y 16% el



precio de 2050 termina respectivamente en 60 US\$/kWh y 50 US\$/kWh.

En general, para IRENA, la proyección central de costos de cada una de estas tecnologías entre 2016 y 2030 representa un declive de entre 54% y 61% (Figura 2.23) (IRENA, 2017). Se establece un declive de entre 200 a 1,260 USD \$/kWh en 2016 a entre 77 a 574 USD \$/kWh para 2030, para costos de instalación energética para aplicaciones a escala de servicio público.

Se espera que el estimado central para cada subtecnología de iones de litio tenga un declive de entre 350 a 1050 USD \$/kWh en 2016 a entre 145 a 574 USD \$/ kWh para 2030, aunque el extremo bajo de dicho rango refleja la química menos costosa actual de NCA. Para 2030, las químicas de las baterías de NCA, NMC/LMO y LFP se proyectan con costos que entran apenas en el mismo rango de 80 a 340 USD \$/kWh. Las estimaciones centrales para sus costos en 2030 son también similares, con tecnologías de iones de litio de NMC para aplicaciones estacionarias a 145 USD \$/kWh, NMC/LMO a 167 USD \$/kWh y LFP un tanto más alto a 224 USD \$/kWh. Se espera que las tecnologías de LTO permanezcan como costosas, con el cálculo central para sus costos de instalación con una caída a 480 USD\$/kWh. Sin embargo, las tecnologías de LTO también mantienen una ventaja de desempeño sobre las químicas de la batería de iones de litio (IRENA, 2017).

Se espera que la densidad energética de los sistemas estacionarios varía entre 200 Wh/L y 735 Wh/L para 2030. Se espera que las eficiencias de ciclo completo en el estimado central (CD a CD) aumente en dos puntos porcentuales a partir de entre 92% y 96% en 2016 a entre 94% y 98% para 2030. las estimaciones centrales para la autodescarga de las baterías de iones de litio varían entre 0.05% y 0.20% por día en 2016 y se espera que se mantengan al ras para 2030 (Figura 2.23) (IRENA, 2017).

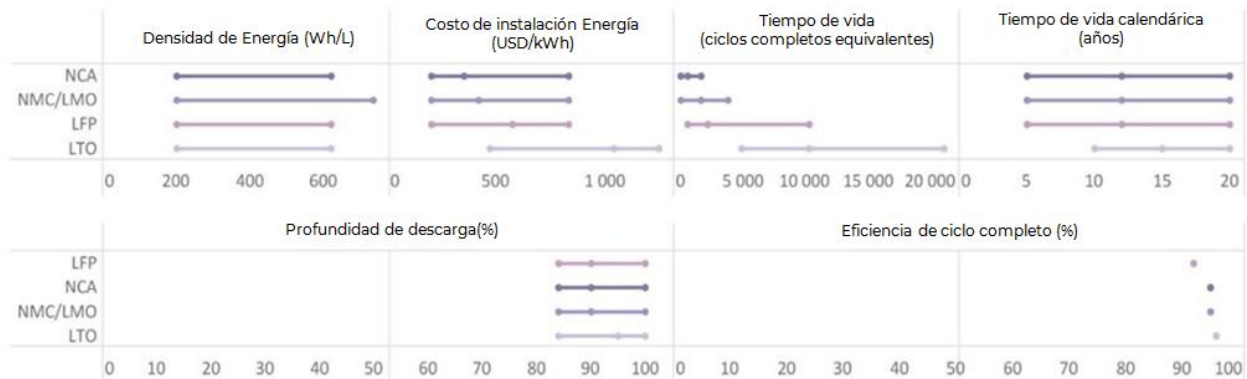


Figura 2.23. Las propiedades proyectadas de químicas seleccionadas de sistemas de al eléctrico de baterías de iones de litio de 2016 y 2030. Fuente: (IRENA, 2017)



Ficha técnica

Technology	Lithium-ion NMC battery (Utility-scale, Samsung SDI E3-R135)								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
Energy/technical data				Lower	Upper	Lower	Upper		
Form of energy stored	Electrochemical								
Application	System, energy-intensive (2 h)								
Energy storage capacity for one unit (MWh)	6	7	8	5	9	6	11	A	[1, 6]
Output capacity for one unit (MW)	3	3.5	4	2.7	3.5	3.1	4.1	A	[1, 6]
Input capacity for one unit (MW)	3	3.5	4	2.7	3.5	3.1	4.1	A	[1, 6]
Round trip efficiency (%) AC	92	93	93	91	93	92	94	B	[2, 8, 9, 17]
Round trip efficiency (%) DC	96	97	97	96	97	97	98	B	[2, 8, 9, 17]
- Charge efficiency (%)	98	99	99	98	99	98	99	C	[1]
- Discharge efficiency (%)	98	99	99	98	99	98	99	C	[1]
Energy losses during storage (%/day)	0.1	0.1	0.1	0.05	0.20	0.05	0.18	D	[7, 16, 18]
Forced outage (%)	0.38	0.35	0.32	0.20	0.50	0.17	0.45	E	
Planned outage (weeks per year)	0.2	0.10	0.05	0.10	0.25	0.05	0.15	E	
Technical lifetime (years)	20	25	31	15	25	18	33	F	[2, 4, 5, 6]
Construction time (years)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.17	0.25		[11]
Lifetime in total number of cycles	14000	30000	50000	10000	16000	18200	36800	P	[2-4, 6]
Regulation ability									
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	G	[19]
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08	G	[19]
Financial data									
Specific investment (M\$2020 per MWh)	0.41	0.26	0.17	0.32	0.55	0.20	0.51	H	[14, 15]
- energy component (MUSD/MWh)	0.15	0.09	0.05	0.08	0.21	0.05	0.18		[14]
- capacity component (MUSD/MW) PCS	0.30	0.18	0.11	0.27	0.57	0.15	0.48		[23]
- other project costs (MUSD/MWh)	0.11	0.09	0.07	0.10	0.12	0.07	0.15	J	[9, 12, 20]
Fixed O&M (kUSD2020/MW/year)	0.54	0.54	0.54	0.45	0.54	0.43	0.54	K	[23]
Variable O&M (USD2020/MWh)	2.22	2.00	1.80	0.44	6.22	0.39	4.77	L	[21]
Technology specific data									
Energy storage expansion cost (M\$2020/MWh)	0.26	0.17	0.12	0.18	0.33	0.12	0.32	M	[14, 15]
Output capacity expansion cost (M\$2020/MW)	0.30	0.18	0.11	0.27	0.57	0.15	0.48	N	[20-22]
Alternative Investment cost (M\$2020/MW)	0.37	0.22	0.13	0.31	0.64	0.17	0.55	O	[13, 14, 15, 20-22]
Specific power (W/kg)	58	67	77	57	60	61	72	Q	[1, 10]
Power density (kW/m ³)	69	80	92	68	82	72	96	Q	[1, 10]
Specific energy (Wh/kg)	115	135	154	107	154	115	184	Q	[1, 10]
Energy density (kWh/m ³)	138	161	184	128	212	135	247	Q	[1, 10]

Notas:

- Una unidad definida como un contenedor de 40 pies incluye al sistema de LIB y excluye al sistema de conversión de potencia. Los valores para 2015-2030 se toman a partir de la folletería de Samsung SDI para LIBs conectadas a la red de 2016 y 2018. Esta unidad de 6MWh/3MW (0.5C) es una batería a escala de red de tamaño típico para el cambio energético y el control de picos. El costo de inversión específico bajo los datos financieros se proporciona para 1MWh: Batería de 0.5 MW (0.5C).
- La eficiencia del viaje redondo de CA incluye pérdida en la electrónica de potencia y es 24% menor que la eficiencia de viaje redondo de CD. La eficiencia de viaje redondo total incluye también pérdidas en espera que hacen que la eficiencia de viaje redondo total por lo general varíe entre 80% y 90%.
- La tasa C es de 0.5 durante la carga y puede ser de hasta 6 durante la descarga para las baterías de Samsung SDI. Las eficiencias de conversión presentadas asumen la carga promedio y tasas C de descarga en 2015-2020 de alrededor de 0.5. Las tasas C más altas durante la descarga reducirán ligeramente la eficiencia.



- D. Pérdida de descarga diaria de baterías de iones de litio. Los cálculos centrales para la autodescarga de las baterías de iones de litio varían entre 0.05% y 0.20% por día en 2016 y se espera que se mantengan al ras para 2030.
- E. Se espera que no ocurra ningún corte durante el tiempo de vida de la LIB conectada a la red. Solo se necesitan algunos días durante, por ejemplo, 15 años de tiempo de vida para mantenimiento y cambiar ventiladores para el sistema de gestión térmica y el sistema de conversión de potencia. Se espera que el corte forzado caiga con mayor robustez siguiendo la tasa de aprendizaje y producción acumulada. Se espera que el corte planificado se reduzca debido a un aumento en la automatización.
- F. La LIB de NMC de vanguardia actual tiene un tiempo de vida de 20 años. Se espera que el tiempo de vida del NMC tenga tiempo de vida de LTO de 20 a 30 años para LIBs conectadas a la red en 2040 y 2050 como lo tienen los sistemas fotovoltaicos en el presente.
- G. El tiempo de respuesta se obtiene a partir de experimentos de tiempo de respuesta simulados con los herrajes en el bucle.
- H. Los pronósticos específicos del sistema incluyen bastidor, TMS, BMS, EMS y PCS. El pronóstico se calcula como la suma del PCS, la celda de la batería y otros costos. El pronóstico específico del sistema es cables de potencia exclusivos para el sitio y trabajo empresarial para la instalación de contenedores. El costo de inversión específico es el costo total de 1MWh: Batería de 0.5MW (0.5C).
- I. El costo de conversión de potencia depende en gran manera de la escalabilidad y aplicación. El costo de PCS se basa en las referencias y refleja la necesidad de un desempeño mayor de potencia y cumplimiento con los códigos de la red para proporcionar servicios auxiliares, flujo de electricidad bidireccional y conversión de dos etapas, además de la etapa temprana de desarrollo y el hecho de que pocos fabricantes pueden garantizar sistemas llave en mano. Se espera hacer reemplazos de inversores cada 10 años. El inversor bidireccional que se da aquí tiene la misma capacidad de carga y descarga (MW).
- J. Otros costos incluyen costos de construcción y trabajo empresarial. Estos costos dependen en gran manera en ubicación, sustrato y acceso al sitio. Los cables de potencia al sitio y el trabajo empresarial de instalación de los contenedores se incluyen en otros costos. Por lo tanto, se asumen otros costos para apenas correlacionarlos con el tamaño del sistema. Se espera que la automatización reduzca otros costos de 2030 en adelante.
- K. Se asume que una O&M fija es constante, aunque puede depender de la aplicación.
- L. Se asume que la O&M variable es de 2.3 USD/MWh en 2015 con un rango de 0.4 – 5.6.
- M. Como los sistemas de LIB con MWh múltiples son escalares, el costo de la expansión del almacenamiento energético se calcula como igual al componente energético más los “otros costos”.
- N. Como los sistemas de LIB multiMW son escalares, el costo de expansión de capacidad equivale al costo del componente de capacidad.
- O. El costo de inversión alternativo en MUSD2015/MW se especifica para un sistema 4C, 0.25 h como es el caso del sistema de almacenamiento con LIB a escala de la red de Laurel Mountain, West Virginia, EE. UU. Es decir, el costo de inversión alternativo es de 25% del costo de expansión del almacenamiento energético más el costo de PCS.
- P. El ciclo de vida se especifica como el número de ciclos a 1C/1C a 80% de estado de integridad. El documento 2016 de Samsung SDI sobre soluciones ESS proporciona un tiempo de vida de 15 años para módulos de corriente que operan a C/2 a 3C. Se espera la mejoría constante en el tiempo de vida debido a mejores materiales y gestión de baterías. Las soluciones de ESS Kokam también se clasifican en más de 8000-20000 ciclos (80-90% DOD) con base en la química. Por lo tanto, para ciclos de carga-descarga completos diarios, las baterías están diseñadas para los últimos 15-50 si las unidades de soporte funcionan bien. Los tiempos de vida se dan tanto para grafito como para el ánodo LTO con base en las baterías comerciales de Kokam. Las vidas de ciclo aumentan constantemente en los últimos años según se refleja en cifras de 2020/2030.



- Q. Se proporcionan los rubros de potencia específica, densidad de potencia, energía específica y densidad energética para 0.5C, reflejando la capacidad de energía y potencia en la ficha técnica. Al desarrollo esperado depende del avance exitoso en R&D.

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "Li_ion.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"

Referencias

AES. (2019). Energy Storage Association. Retrieved December 11, 2019, from Project Profiles: <https://energystorage.org/project-profile/frequency-regulation-services-and-a-firm-wind-product-aes-energy-storage-laurel-mountain-battery-energy-storage-bess/>

Armand, M., Endres, F., MacFarlane, D., Ohno, H., & Scrosati, B. (2009). ionic-liquid materials for the electrochemical challenges of the future. *Nat Mater*, 621-629.

Bloomberg NEF. (2018). New energy outlook 2018. Retrieved December 12, 2019, from <https://bnf.turtl.co/story/neo2018/>

Bloomberg NEF. (2019). Electric Vehicle outlook 2019. Retrieved December 13, 2019, from <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/#toc-viewreport>

Casimir, A., Zhang, H., Ogoke, O., Amine, J., Lu, J., & Wu, G. (2016). Silicon-based anodes for lithium-ion batteries: Effectiveness of materials synthesis and electrode preparation. *Nano Energy*, 278-285.

CleanTechnica. (2018, June 9). \$100/kWh Tesla Battery Cells This Year, \$100/kWh Tesla Battery Packs In 2020. Retrieved December 12, 2019, from <https://cleantechnica.com/2018/06/09/100-kwh-tesla-battery-cells-this-year-100-kwh-tesla-battery-packs-in-2020/>

Danish Energy Agency-ENERGINET. (2019). Technology Data for Energy Storage. Retrieved 07 12, 2019, from https://ens.dk/en:https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

Desjardins, J. (2017, February 17). VisualCapitalist. Retrieved December 13, 2019, from China Leading the Charge for Lithium-Ion Megafactories: <https://www.visualcapitalist.com/china-leading-charge-lithium-ion-megafactories/>

DTU Energy, Department of Energy Conversion and Storage. (2019). Whitebook Energy storage technologies in a Danish and international perspective. Copenhagen.

electrek. (2017, January 23). Retrieved December 10, 2019, from Tesla quietly brings online its massive – biggest in the world – 80 MWh Powerpack station with Southern California Edison: <https://electrek.co/2017/01/23/tesla-mira-loma-powerpack-station-southern-california-edison/>

Fathima, A., & Palanisamy, K. (2018). Renewable systems and energy storages for hybrid systems. Woodhead Publishing Series in Energy, 147-164.

International Energy Agency. (2014). Energy Storage Technology Roadmap, Technology Annex, p. 5. International Energy Agency.



- IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Krause, L. J., Jensen, L. D., & Chevrier, V. L. (2017). Measurement of Li-Ion Battery Electrolyte Stability by Electrochemical Calorimetry. *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 164, no. 4, A889–A896.
- L. Kokam Co. (2019). Kokam Battery Cells. Retrieved Noviembre 10, 2019, from <http://kokam.com/cell/>
- Lazard. (2017). Lazard.com Levelized Cost of Storage 2017. Retrieved noviembre 10, 2019, from <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-storage-2017>
- Lee, S., Kim, E., Lee, H., & Oh, E. (2014). Effects of polymeric binders on electrochemical performances of spinel lithium manganese oxide cathodes in lithium ion batteries. *Journal of Power Sources*, 418-423.
- Peters, J. F., Baumann, M., Zimmermann, B., Braun, J., & Weil, M. (2017). The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 491-506.
- Petibon, R., Xia, J., Ma, L., Bauer, M. K., Nelson, K. J., & Dahn, J. (2016). Electrolyte System for High Voltage Li-Ion Cells. *Journal of The Electrochemical Society*, A2571-A2578.
- pv magazine. (2019, May 2). Region's first utility scale solar-plus-storage project comes online in Mexico. Retrieved December 10, 2019, from <https://www.pv-magazine.com/2019/05/02/regions-first-utility-scale-solar-plus-storage-project-comes-online-in-mexico/>
- Researchinterfaces. (2018, Abril). Lithium-ion batteries for large-scale grid energy storage. Retrieved noviembre 13, 2019, from <https://researchinterfaces.com/lithium-ion-batteries-grid-energy-storage/>
- Saulnier, M., Auclair, A., Liang, G., & Schougaard, S. (2016). Manganese dissolution in lithium-ion positive electrode materials. *Solid State Ionics*, 1-5.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- Schimpe, M., Naumann, M., Truong, N., Hesse, H. S., Santhanagopalan, S., Saxon, A., et al. (2018). Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis. *Applied Energy*, 211-229.
- Scrosati, B., & Garche, J. (2010). "Lithium batteries: Status, prospects and future". *J. Power Resources*, vol. 195, no. 9. pp 2419-2430.
- Stan, A. I., Stroe, D. I., Swierczynski, M., & Teodorescu, R. (2014). Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications — An overview., (pp. 713–720).
- Tesla. (2017, July 06). Tesla Powerpack to Enable Large Scale Sustainable Energy to South Australia. Retrieved december 2019, from https://www.tesla.com/es_ES/blog/tesla-powerpack-enable-large-scale-sustainable-energy-south-australia
- Thackeray, M. (2004). Spinel Electrodes for Lithium Batteries. *Journal of the American Ceramic Society*, vol. 82, no. 12, 3347-3354.



The Washington Post. (2018, February 28). The hidden costs of cobalt mining. Retrieved December 10, 2019, from <https://www.washingtonpost.com/news/in-sight/wp/2018/02/28/the-cost-of-cobalt/>

Toshiba. (2016, february 26). Toshiba Infrastructure Systems & Solutions Corporation. Retrieved December 10, 2019, from Toshiba Completes Delivery of World's largest Lithium-ion Battery Energy Storage System in Operation --BESS for Tohoku Electric Power Company Begins Operation--: <https://www.toshiba.co.jp/sis/en/topics/2016/20160226.htm>

US DOE. (2019). DOE Global Energy Storage Database. Retrieved January 2019, from United States Department of Energy. Office of Electricity & Energy Reliability [Online].: <http://www.energystorageexchange.org/projects>

USGS. (2019). Lithium Statistics and Information. Retrieved December 2019, from <https://prod-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs-2019-lithi.pdf>

Wolfenstine, J., & Allen, J. (2004). LiNiPO₄-LiCoPO₄ solid solutions as cathodes. J. Power Sources, 150-153.

Wood Mackenzie. (2019). U.S. Energy Storage Monitor. Retrieved December 10, 2019, from <https://www.woodmac.com/research/products/power-and-renewables/us-energy-storage-monitor/>

Yabuuchi, N., & Ohzuku, T. (2003). Novel lithium insertion material of LiCo_{1/3}Ni_{1/3}Mn_{1/3}O₂ for advanced lithium-ion batteries. Journal of Power Sources, 171-174.

2.3 Baterías de ácido de plomo

Descripción tecnológica breve

Las baterías de ácido de plomo las inventó en 1859 (Zou et al., 2018) Gaston Planté (Rand y Moseley, 2009). El concepto de la placa empastada lo propuso Camille Fauré (Rand y Moseley, 2009). El ácido de plomo es la batería recargable de uso más extendido (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015).

Las baterías de plomo-ácido son una forma de almacenar energía eléctrica a escala local (Agencia Danesa de Energía, 2019) y de servicio público. Se les considera como una tecnología electroquímica (Deloitte, 2015) y operan a temperatura ambiente (DNVGL, 2017). Pueden ser de tipo inundada o regulada con válvula sellada (VRLA). Esta tecnología puede reciclarse en su totalidad y (May, Davidson y Monahov, 2018) y son las baterías más comunes en el mercado (DTU Energy, 2019).

Las baterías de plomo-ácido se usan cuando costo, confiabilidad y tolerancia al abuso son cruciales (Zou et al., 2018).

Químicas del ácido de plomo

La batería de plomo-ácido es una celda electroquímica. En consecuencia, tienen una placa negativa de Pb (ánodo), un separador y una placa positiva de PbO₂ (cátodo) como se muestra en la Figura 2.24.

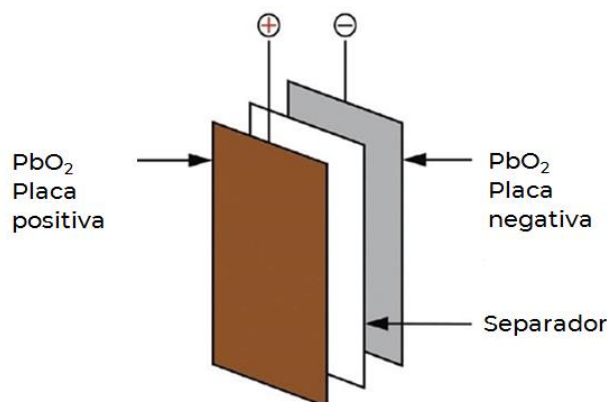
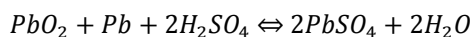
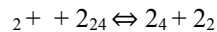


Figura 2.24. Componentes principales de la batería de ácido de plomo. Fuente: (May et al., 2018)

El electrolito es ácido sulfúrico acuoso diluido. Entonces, la reacción de descarga y carga en general en una batería de plomo-ácido es (May et al., 2018):





La reacción química anterior es reversible, porque los reactivos de los productos reaccionan juntos a su vez para dar de vuelta los reactivos. Esta reacción química ocurre por lo general en un sistema cerrado y en un medio líquido (electrolito). Al inicio de la reacción, el ácido sulfúrico acuoso diluido se disocia en iones H^+ y HSO_4^- . Después de esta disolución, los iones HSO_4^- migran al electrodo negativo (placa negativa de Pb) produciendo iones H^+ y sulfato de plomo ($PbSO_4$). Éste es el proceso de descarga. En el electrodo positivo, el dióxido de plomo (PbO_2) reacciona con el ácido sulfúrico acuoso (H_2SO_4) para formar cristales de sulfato de plomo ($PbSO_4$) y agua (H_2O). En el proceso de carga, las reacciones inversas ocurren cuando se aplica energía al sistema. Si hay más carga, el resultado será pérdida de agua debido a que se electroliza a H_2 y O_2 . El voltaje celular nominal es 2.05 V (May et al., 2018).

Los tipos de placa positiva son placas de pasta planas y placas tubulares. Las placas negativas son placas de pasta planas. El separador para la placa de pasta puede ser de polietileno microporoso, cloruro de polivinilo (PVC), goma o materiales similares y necesita protegerse con una lámina de fibra de vidrio contra la pérdida de material activo en ciclo. El separador de tapete de vidrio absorbente (AGM) se usa para el sitio de la celda de pasta (VRLA). Se hacen a partir de microfibras de vidrio con un proceso de elaboración de papel.

Componentes en un sistema de almacenamiento energético con baterías de plomo-ácido

Los componentes principales son los siguientes:

- Celdas compuestas de un ensamblaje o electrodos, electrolito y separadores
- Monobloques compuestos del ensamblaje serial de celdas
- Sistemas de baterías compuestos de un ensamblaje grande de módulos de celdas
- Sistema de conversión de potencia (PCS)

Entrada/Salida

La entrada y salida de la batería de plomo-ácido es la electricidad.

Eficiencia y pérdidas de energía

La batería de plomo-ácido tiene eficiencias de ciclo completo de entre 63 a 90 % (Nadeem et al., 2019). Durante las tasas de descarga altas, la eficiencia se reduce porque se produce hidrógeno (Nadeem et al., 2019).

Características y capacidades típicas

Las características típicas y capacidades para la batería de ácido de plomo aparecen en la Tabla 2.11.



Tabla 2.11. Características típicas de la batería de ácido de plomo para el sistema de almacenamiento energético. Fuente: (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020)

Característica	Valor
Densidad de potencia (kW/m ³)	10 – 700
Densidad de energía (kW/m ³)	25 – 90
Densidad energética (Wh/kg)	10 – 50
Eficiencia de ciclo (%)	60 – 90
Tiempo de vida (ciclos)	100 – 2000

Periodo de almacenamiento típico

Esta tecnología es muy flexible. En consecuencia, el periodo de almacenamiento típico es de segundos a 10 horas (Luo et al., 2015). La batería de plomo-ácido tiene más tolerancia para el almacenamiento cuando el sistema de almacenamiento está bajo una temperatura debajo de cero grados en comparación con una batería de plomo-ácido a mayor temperatura (Nadeem et al., 2019).

Capacidad de regulación

La batería de plomo-ácido tiene un tiempo de respuesta rápido (Nadeem et al., 2019) y es una tecnología muy flexible. Por lo tanto, puede proporcionar las aplicaciones siguientes a la red mencionada a continuación:

Tabla 2.12. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de ácido de plomo. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Arbitraje energético	√
Respuesta primaria	√
Respuesta secundaria	√
Respuesta terciaria	√
Reemplazo de emergencia	√
Arranque en negro	√
Diferimiento de inversión en T&D	√
Gestión de congestiones	√
Gestión de facturas	√



Servicio	Puede proporcionarse
Calidad de la potencia	√
Confiabilidad de potencia	√

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

La Tabla 2.13 resume algunos ejemplos del Sistemas de Almacenamiento Energético Eléctrico (EES). Se presentarán ejemplos adicionales con más información.

Tabla 2.13. Instalaciones de almacenamiento energético con baterías de plomo-ácido. Fuente: (Luo et al., 2015)

Nombre/Ubicaciones	Características	Área de aplicación
BEWC, Berlín	8.5 MW/8.5 MWh	Reserva centrífuga
Chino, California	10 MW/40 MWh	Reserva centrífuga, nivelación de carga
Granja de Viento Kahuku, Hawaii	15 MW/3.75 MWh	Gestión de potencia, granja de carga, integración de la red
Metlakatla, Alaska	1 MW/1.4 MWh	Mejorar la estabilización de la red de isla
Proyecto Nortees EES, EE.UU.	36 MW/24 MWh	Resolver problemas de intermitencia de la energía eólica
PREPA, Puerto Rico	20 MW/14 MWh	Reserva centrífuga

Lerwick, Islas Shetland, Escocia

Las Islas Shetland tienen una red de suministro eléctrico con una central de diésel de 66 MW y 11 MW de energía eólica. El sistema se instaló en 2013 y ha operado exitosamente desde entonces proporcionando una reducción del 20% en la demanda pico para generación con diésel, con ahorros en costos de combustible y mejoría en la calidad de la potencia en la red (May et al., 2018).

El bloque de construcción básico del sistema de almacenamiento de energía instalado en la Central Eléctrica Lerwick es una batería avanzada de plomo-ácido de 2 voltios que fabrica GS Yuasa. Las tablas siguientes presentan características de la batería, datos de configuración de los sistemas de la batería y datos de la infraestructura de potencia (GS Battery Inc., 2016).



Tabla 2.14. Características de la batería avanzada de ácido de plomo. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)

Datos de especificación de la batería	
Voltaje de las baterías	2 VCD
Celdas por batería	1
Química de la batería	Avanzada (mejorada con carbono) de ácido de plomo, AGM
Valores AH de batería	1,000 AH a 10 HR
Vida del ciclo de la batería	3,000 ciclos a 50 % de profundidad de descarga (DOD)

Tabla 2.15. Sistema de baterías de la batería avanzada de ácido de plomo. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)

Datos de configuración del sistema de baterías	
Baterías por paquete/bastidor	24
Bastidores por cadena	11
Celdas por cadena	264
Voltaje nominal	528 VCD
Cadenas paralelas	12
Conteo celular total	3,168
Potencia del sistema	1 MWAC
Energía del sistema	3 MWh

Tabla 2.16. Infraestructura de potencia de la batería avanzada de ácido de plomo. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)

Datos de infraestructura de potencia	
Cuarto de transformadores	Conexión a red de 11 kV
Cuarto de conversión de potencia	2 convertidores 500 kW CA-CD
Cuarto de baterías	Almacenamiento VRLA de 1 MW / 3 MWh
Almacén	Supresión de incendios y repuestos

Las lecciones aprendidas de esta instalación son (May et al., 2018):

- División actual entre cadenas
- La uniformidad del factor de recarga son los parámetros útiles para identificar el funcionamiento adecuado del sistema de baterías
- El nivel alto de medición de voltaje y temperatura es útil para asegurar la actividad de mantenimiento eficiente
- La eficiencia en general se midió en 84%.
- El factor de recarga fue de 105%



Figura 2.25. Cuarto de baterías en la Central Eléctrica Lerwick. Fuente: (GS Battery Inc., 2016)

Central Lyon, Pennsylvania

Desde 1946, East Penn ha desarrollado productos de calidad hechos en instalaciones de fabricación de vanguardia y opera la instalación de fabricación de baterías de plomo-ácido más grande del mundo. La instalación tiene aproximadamente 3.7 millones de pies cuadrados bajo techo en un sitio de 520 acres. Estas instalaciones incluyen una fundición de plomo con permiso de la EPA de EE. UU., refinería y centro de reciclaje, en donde se recicla virtualmente el 100% de cada batería de ácido de plomo usada devuelta a East Penn (DOE, 2015).

En 2012, se instaló un sistema híbrido de batería/supercondensador de plomo grande para regulación de frecuencia. Las tablas siguientes presentan características de la batería, datos de configuración de los sistemas de baterías y datos de infraestructura de potencia (May et al., 2018)

Tabla 2.17. Especificación de la batería de la batería/supercondensador híbrido de plomo. Fuente: (DOE, 2015)

Datos de especificación de la batería	
Voltaje de las baterías	2 VCD
Celdas por batería	1
Química de la batería	Celdas de VRLA

Tabla 2.18. Configuración del sistema de baterías de la batería/supercondensador híbrido de plomo.
Fuente: (DOE, 2015)

Datos de configuración del sistema de baterías	
Baterías por paquete	4
Celdas por cadena	480
Potencia del sistema	3.6 MW
Eficiencia de CD/CD	92 – 95 %
Eficiencia de CA a CA	80 %

Tabla 2.19. Infraestructura de potencia de la batería/supercondensador híbrido de plomo. Fuente: (DOE, 2015)

Datos de infraestructura de potencia	
Cuarto de transformadores	Conexión a red de 13.8 kV
Cuarto de conversión de potencia	4 inversores de 900 kW



Figura 2.26. Tres cadenas de baterías instaladas. Fuente: (DOE, 2015)

Las lecciones aprendidas de esta instalación son (DOE, 2015):

- Se encontró que el rango de SOC's de celdas individuales era mayor que lo esperado durante la operación
- Las celdas de 2V instaladas tuvieron problemas operando continuamente en las tasas altas que demanda la aplicación de la regulación de frecuencia dinámica
- Se observó que las temperaturas de las celdas eran mayores que el rango deseado en una pila mientras operaban las celdas en el mercado de regulación de frecuencia



Se experimenta algo de experiencia con lecturas de temperatura y voltaje que se reportan al sistema de gestión de baterías

Aachen, Alemania

En 2016, se instaló una gran batería como central piloto para evaluar varias tecnologías de baterías para una aplicación del almacenamiento de energía llamada Sistema de Almacenamiento en Baterías de Voltaje Medio Multi-tecnológico de Medio-voltaje Modular (M5BAT) (May et al., 2018). La Tabla 2.20 muestra los tipos de baterías para este sistema.

Tabla 2.20. Tipos de baterías y tamaños en el sistema de almacenamiento de M5BAT. Fuente: (Münderlein, Steinhoff, Zurmühlen y Sauer, 2019)

Tipo de batería	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Número de cadenas
Ácido de plomo OCSM	1.21	1.36	2
Ácido de plomo OPzV	1.00	1.00	2
LMO de ion de litio	2.35	2.35	4
Ion de litio LFP	0.60	0.70	1
Total	5.16	5.41	9

El M5BAT puede suministrar electricidad a 10,000 hogares durante aproximadamente 60 minutos (Meyer, 2017). La experiencia a partir de este proyecto (May et al., 2018):

- El almacenamiento energético de la batería puede controlar la potencia reactiva en una red, manteniendo estabilidad y proporcionando apoyo útil a la red
- Está previsto para evaluar los aspectos económicos de diferentes métodos de operación
- Se ha confirmado que las baterías pueden instalarse y ponerse en servicio con rapidez cerca de los consumidores

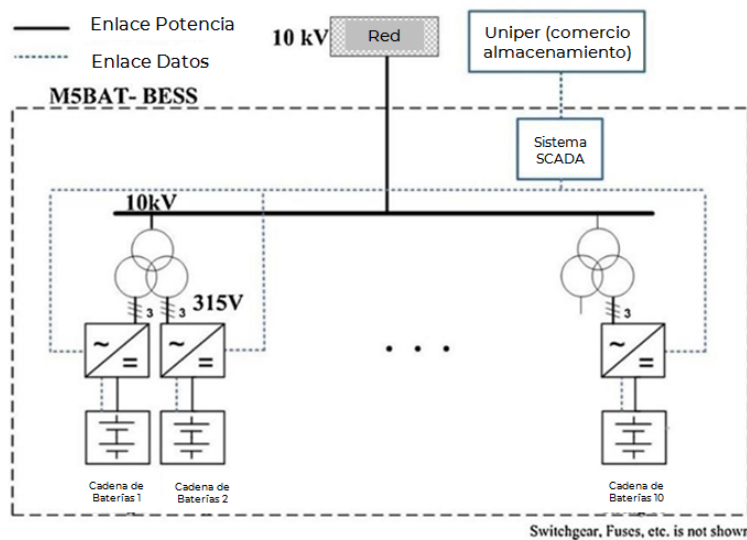


Figura 2.27. Configuración del sistema de baterías M5BAT. Fuente: (Münderlein et al., 2019)



Aunque no hay sistemas de baterías de plomo-ácido a escala de la red en México, se han usado algunas aplicaciones más que nada para sistemas aislados como lo es la pequeña población de San Juanico en Baja California, la cual está aislada de la red nacional de transmisión e instaló un proyecto eléctrico híbrido en 1999. El sistema comprende celdas fotovoltaicas de 17 kW, diez turbinas de viento con una capacidad total de 70 kW y un generador a diésel de 80 kW. El sistema híbrido incluye un banco de baterías de plomo-ácido inundadas con una capacidad nominal de 2,450 Ah (Corbus, 2004).

Ventaja/Desventaja

Las ventajas y desventajas de las baterías de plomo-ácido se muestran en la Tabla 2.21.

Tabla 2.21. Ventaja y desventaja de baterías de ácido de plomo. Fuente: (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020)

Factor	Ventaja	Desventaja
Electrodo positivo	<ul style="list-style-type: none"> • La batería se mantiene en el voltaje de carga cuando se sumerge en ácido sulfúrico • Alta resistencia a la corrosión cuando el material del electrodo positivo es plomo-antimonio, plomo-calcio-estaño, plomo-estaño o plomo puro • Los parámetros de diseño de la red proporcionan metal de electrodos suficientes para la vida de la batería • El voltaje se configura para alcanzar una batería de carga total sin una pérdida excesiva de agua y la corrosión se mantiene a un nivel para alcanzar la vida del diseño 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuando se alcanza el voltaje de tipo de carga, se corroerá mediante la vida de la batería • La corrosión de la red se acelera con voltajes de mayor carga y es sensible a la temperatura • La resistencia de la red aumenta durante la vida de la batería, acelerándose hacia el final de la vida • Cuando envejece la batería, los cambios en el volumen del material activo y el volumen del producto de la corrosión ponen esfuerzo en las redes • Ocurre un corto circuito cuando las redes crecen para tener contacto con el grupo negativo
Sulfatación	<ul style="list-style-type: none"> • Sulfato de plomo fácil de recuperar por recarga 	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de capacidad con el tiempo y ciclación □ La sulfatación aumentará cuando la batería quede en un estado de descarga parcial o total por periodos extendidos
Ablandado activo del material	<ul style="list-style-type: none"> • Para placas positivas puede reducirse usando pastas de densidad mayor 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser más rápido si la batería se cicla con descarga profunda
Producción de hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> • Si usa ventilas de retardante de flama no tendrá ignición 	<ul style="list-style-type: none"> • Ignición externa por hidrógeno



Factor	Ventaja	Desventaja
Características técnicas	<ul style="list-style-type: none"> • Costo bajo • Madurez técnica 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja densidad energética • Densidad de potencia baja • Ciclo de vida corto

Ambiente

Las baterías de plomo-ácido contienen ácido sulfúrico diluido, el cual puede causar quemaduras químicas severas y, cuando se incendian, pueden conducir a genera gas de ácido sulfúrico y otros compuestos basados en azufre. Pueden desarrollar gas hidrógeno y oxígeno durante la carga u operación, lo cual puede tener como resultado alguna mezcla explosiva. Así, pueden ser altamente dañinas para el ambiente e inseguras cuando no se tratan de manera adecuada.

En la Unión Europea (UE) y los EE. UU., se recolecta y recicla plomo en más del 99%, mientras que la tasa de reciclaje en México es menor porque no existe la cultura del reciclaje. La mayor parte la constituyen los residuos recolectados a partir de baterías automotrices usadas (May et al., 2018). La eficiencia del reciclaje por peso promedio de baterías de ácido de plomo aceptable es de entre 65-99 % (DNVGL, 2017).

Investigación y desarrollo

Por años, esta batería se ha sido por años el sistema de almacenamiento más difundido y aplicado en el mundo por su disponibilidad comercial y tecnológica. Las materias primas más abundantes y de menor costo con una cadena de reciclaje bien organizada tienen aspectos ventajosos para la tecnología. Las baterías de plomo-ácido se han usado por más de un siglo en aplicaciones en la red. (EASE-EERA, 2017)

Existen investigaciones y nuevos desarrollos para las baterías de plomo-ácido como lo son diseños mejorados por carbono, recolectores de corriente negativa con carbono, electrodos negativos de carbono, supercondensadores/baterías híbridas y baterías de plomo-ácido bipolares. Un crédito al final de línea se proporcionará para baterías de plomo con un reciclaje de batería que se realice en cumplimiento completo con los reglamentos ambientales (May et al., 2018).

Existen varias baterías avanzadas de plomo-ácido que tienen una respuesta rápida en comparación con los volantes y supercondensadores (Luo et al., 2015).

Incluso después de algunos años como producto comercial, aún permanece un extenso potencial para la tecnología de la batería avanzada de plomo-ácido. La potencia específica se mejora con materiales activos avanzados y diseños de menor resistencia. Más reducciones en costos se logran por medio de la automatización y mejoría de procesos. La vida del ciclo se doblará por medio de mejorías del diseño y gestión inteligente de baterías. Están desarrollándose sistemas llave en mano completos a la dimensión de MW y las baterías de plomo-ácido se integrarán en sistemas híbridos en combinación con las otras tecnologías de potencia y almacenamiento para maximizar beneficios y minimizar costos. Por medio de estas mejorías, se esperan ahorros adicionales en costos en el rango de 40% para sistemas de RES. (EASE-EERA, 2017).



Diseños mejorados por carbono

En una batería de plomo-ácido, el carbono puede modificar el desempeño de la placa negativa. La Tabla 2.22 resume los diseños mejorados por carbono.

Tabla 2.22. Tipos de diseños mejorados por carbono Fuente: (May et al., 2018)

Diseños mejorados	Descripción
Efectos capacitivos	Se favorecen con carbonos que tienen una superficie específica larga. Tienen un buen contacto con la red como colector de corriente y la matriz de plomo esponjosa de la masa activa
Efectos del área superficial	El área superficial puede ser menor que el proceso capacitivo porque el carbono promueve los procesos a granel en vez de superficiales
Procesos físicos	El carbono no tiene que ser conductivo, pero sí tiene que estar íntimamente mezclado con el plomo esponjoso y la granulometría suficiente para que su función no se reduzca con el paso del tiempo. Estos requisitos conducirán a más mejoras en las baterías de plomo para aplicaciones de almacenamiento energético

Recolectores de corriente negativos de carbono

Existen muchos materiales de carbono para reemplazar algunas o todas las partes metálicas del electrodo negativo. Este material puede ser espumas de carbono rígidas, lámina de grafito galvanizada al plomo y fieltros de carbono flexibles. La tabla 2.23 resume los colectores de corriente negativa de carbono.

Tabla 2.23. Materiales del carbono para recolectores de corriente negativa de carbono. Fuente: (May et al., 2018)

Material del carbono	Descripción
Espumas de carbono rígidas	Tienen una vida sobresaliente y utilización activa de masa, pero estos materiales hicieron problemática la fabricación
Lámina de grafito galvanizada al plomo	Tuvieron un aprovechamiento de nivel bajo, pero durabilidad alta en el ciclado de PSoC, lo cual sugiere que se inhibió la formación de sulfato de plomo
Fieltros de carbono flexibles	Es un fieltro de carbono activado por el tratamiento con un arco eléctrico. Después de esto, se impregna con material activo y se acopla a colectores de corriente de aleación de plomo. Esta construcción tiene buen potencial para aplicaciones de almacenamiento energético a mayor escala

Electrodos negativos de carbono

El electrodo negativo de Pb se reemplaza con uno activo de carbono. La densidad energética es baja en comparación con una batería de plomo-ácido y ofrece una vida muy prolongada. Esta tecnología sigue desarrollándose (May et al., 2018).



Supercondensadores/Baterías híbridas

La placa negativa de Pb se reemplaza con un supercondensador basado en carbono combinado con un electrodo negativo convencional. Ambos electrodos negativos se conectan en paralelo. En consecuencia, la parte del condensador actúa como tampón para compartir corriente con la placa negativa y reducir la tasa de carga y descarga. Este electrodo negativo combinado y un electrodo positivo estándar ofrecen un comportamiento sustancialmente mejorado en el ciclaje profundo.

Esta tecnología ofrece ventajas sobre las baterías de ácido de plomo, como lo mencionan (May et al., 2018):

- La evasión de la sulfatación irreversible para la placa negativa en el ciclaje de PSoC
- La necesidad de ciclos de acondicionamiento intermitente en donde se carga la batería por un periodo extendido
- Mejor aceptación de carga de tasa alta
- Mejor autobalanceo de celdas en cadenas de serie
- Densidad energética y perfil de voltaje en la descarga en línea con una batería de ácido de plomo

Baterías de plomo-ácido bipolares

La batería de plomo-ácido bipolar consta de placas que tienen un lado que opera como positivo y otro como negativo separado de una membrana que es electrónicamente conductivo y resistente a la corrosión. Si estuviera disponible un diseño de plomo-ácido bipolar exitoso, esta tecnología ofrecería una batería de almacenamiento de energía atractiva. La clave para esta tecnología es la selección de la membrana. La Tabla 2.24 resume los materiales de membrana usados en las baterías de plomo-ácido bipolares.

Tabla 2.24. Materiales de membrana para la batería de plomo-ácido bipolar. Fuente: (May et al., 2018)

Material de membrana	Descripción
Subóxidos de titanio conductivos incorporados en resina fabricados en láminas delgadas	Se han examinado de manera extensa pero no se han comercializado
Láminas de polímero conductivas con fibras metálicas	Está bajo estudio, pero no se han publicado datos de desempeño de la batería
Alúmina porosa impregnada con plomo	Intento no exitoso
Silicio	Puede hacerse lo suficientemente conductivo como para operar como membrana

Predicción de desempeño y costos

Se considera que la batería de plomo-ácido goza de madurez tecnológica. En consecuencia, el desempeño y de la batería de plomo-ácido no tendrá una variación en el periodo 2020-2050.



En las últimas dos décadas, los costos de las baterías de ácido de plomo han tenido menores variaciones (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020). La predicción de costos lo obtuvo y calculó IRENA para los componentes energéticos y de capacidad. Los valores de O&M tanto fijos como variables se obtuvieron de (Zakeri y Syri, 2015).

Incertidumbre

La eficiencia de ciclo completo, las pérdidas de energía durante el almacenamiento y el número total de ciclos tendrán incertidumbre debido a las propiedades electroquímicas de agua de la batería de plomo-ácido. Los otros datos técnicos de la batería de plomo-ácido no tendrán incertidumbre debido a que la batería de plomo-ácido goza de madurez tecnológica.

Del mismo modo, los costos de las baterías de plomo-ácido tendrán incertidumbres debido al precio del petróleo, la inversión en sistemas fotovoltaicos solares, el tamaño de la central y la capacidad de almacenamiento. Estas incertidumbres se obtuvieron y calcularon a partir de (EASE/EERA, 2013; IRENA, 2017; Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019; Zakeri y Syri, 2015)

Ficha técnica

Technology	Lead Acid battery								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
				Lower	Upper	Lower	Upper		
Energy/technical data									
Form of energy stored	Electro-chemical								
Application	Frequency Restoration Reserve (2h)								
Energy storage capacity for one unit (MWh)	30	30	30	30	30	30	30		[1]
Output capacity for one unit (MW)	15	15	15	15	15	15	15		[1]
Input capacity for one unit (MW)	15	15	15	15	15	15	15	A	
Round trip efficiency - DC (%)	82	85	85	76	93	78	96	B	[2], [3], [7]
- Charge efficiency (%)	91	92	92	87	96	88	98		
- Discharge efficiency (%)	91	92	92	87	96	88	98		
Energy losses during storage (%/day)	0.3	0.3	0.3	0.1	0.4	0.1	0.4		[6]
Forced outage (%)	0	0	0	0	0.1	0	0.1	C	
Planned outage (weeks per year)	0.2	0.1	0.1	0.1	0.3	0	0.2	D	
Technical lifetime (years)	13	13	13	4	22	4	22	average	[3],[4], [6], [7]
Construction time (years)	1	1	1	1	1	1	1		[3]
Lifetime in total number of cycles	1900	3200	9600	300	3100	1000	5000		[1]
Regulation ability									
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	E	
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001		[4]
Financial data									
Specific investment (MUSD\$2020 per MWh)	0.554	0.332	0.120	0.385	0.764	0.230	0.461		
- energy component (MUSD/MWh)	0.216	0.132	0.049	0.086	0.388	0.053	0.237	F	[1]
- capacity component (MUSD\$/MW)	0.675	0.401	0.141	0.597	0.753	0.355	0.447	G	[3], [1]
- other project costs (MUSD\$/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Fixed O&M (kUSD2020/MW/year)	3.77	3.77	3.77	3.55	14.43	3.55	14.43		[5]
Variable O&M (\$USD2020/MWh/year)	0.41	0.41	0.41	0.17	0.58	0.17	0.58		[5]
Technology specific data									
Alternative investment cost (MUSD2020/MW)	1.107	0.664	0.240	0.770	1.529	0.460	0.921		
Specific power (W/kg)	22	30	53	15	29	24	36	H	[8], [9]
Power density (kW/m3)	56	108	214	33	78	78	139	H	[8], [9]
Specific energy (Wh/kg)	44	59	105	29	59	47	71	H	[8], [9]
Energy density (kWh/m3)	111	217	428	67	156	156	278	H	[8], [9]



Notas:

- A. Se asume que tiene la misma salida.
- B. IRENA tiene una proyección con ligero crecimiento, pero solo comienza en 82%. Varios estudios mencionan un rango de entre 84% a 86%, un promedio de 85% se asume comúnmente para hoy.
- C. Se asume que no es necesario ningún corte forzado debido al nivel de madurez de la tecnología.
- D. Las baterías de ácido de plomo inundadas requieren rellenarse, para lo cual puede reducirse el corte con el paso del tiempo debido a la automatización. Las baterías de ácido de plomo reguladas por válvula, más grandes, no requieren llenado. Se asumen los valores con base en la comparación con la lámina de la batería de iones de litio.
- E. Se asume que está en el rango de tiempo de respuesta de plena carga.
- F. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía". Pero también calculado por: Inversión total en almacenamiento/Capacidad de almacenamiento instalada.
- G. Los datos centrales se basan en valores que van desde [3], mientras que los rangos de incertidumbre corresponden a la extensión relativa de valores de [1].
- H. Matriz de 1660 Ah, 48 VCD, 79,68 kWh (8x4)

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "Lead_Acid.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"

Referencias

Corbus, D. N. (2004). San Juanico Hybrid Power System Technical and Institutional Assessment. World Renewable Energy Congress, VIII, 8.

EASE-EERA. (2017). Technical Annex EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030. Retrieved from <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Annex-06.pdf>

Danish Energy Agency. (2019). Technology Data for Energy Storage. Copenhagen, Denmark. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

Deloitte. (2015). Energy Storage: Tracking the technologies that will transform the power sector. Retrieved from <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf>

DNVGL. (2017). Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems. Retrieved from <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/RP/2017-09/DNVGL-RP-0043.pdf>

DOE. (2015). Grid-Scale Energy Storage Demonstration of Ancillary Services Using the UltraBattery® Technology. Retrieved from <https://www.osti.gov/servlets/purl/1349503>

DTU Energy. (2019). Energy storage technologies in a Danish and international perspective.

GS Battery Inc. (2016). Energy Storage Case Study: Lerwick power station, Shetland Islands. Retrieved from <http://gsbattery.com/PDFs/EnergyStorageCaseStudy-ShetlandIslandsScotland.pdf>



Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>

Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511–536. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>

May, G. J., Davidson, A., & Monahov, B. (2018). Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of Energy Storage*, 15, 145–157. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.11.008>

Meyer, F. (2017). Modular battery storage system supplies balancing energy. *BINE Information Service*, 12, 4. Retrieved from http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2017/Projekt_12-2017/ProjektInfo_1217_engL_internetx.pdf

Münderlein, J., Steinhoff, M., Zurmühlen, S., & Sauer, D. U. (2019). Analysis and evaluation of operations strategies based on a large scale 5 MW and 5 MWh battery storage system. *Journal of Energy Storage*, 24, 9. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100778>

Nadeem, F., Hussain, S. M. S., Tiwari, P. K., Goswami, A. K., & Ustun, T. S. (2019). Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access*, 7, 4555–4585. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2888497>

Rand, D. A. J., & Moseley, P. T. (2009). SECONDARY BATTERIES – LEAD– ACID SYSTEMS | Overview. In J. Garche (Ed.), *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources* (pp. 550–575). Amsterdam: Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00126-X>

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

Zou, C., Zhang, L., Hu, X., Wang, Z., Wik, T., & Pecht, M. (2018). A review of fractional-order techniques applied to lithium-ion batteries, lead-acid batteries, and supercapacitors. *Journal of Power Sources*, 390, 286–296. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.033>

2.4 Baterías de sulfuro de sodio

Descripción tecnológica breve

El interés en la investigación de la batería de sulfuro de sodio (NaS) comenzó cuando Warburg mostró la conductividad de Na^+ (1884). Las baterías de alta temperatura aprovechan los materiales activos líquidos y un electrolito de cerámica sólida hecho de beta-aluminio (membrana conductora de iones de sodio $\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$). Se les llamó baterías de alta temperatura porque se requiere que las temperaturas altas mantengan los materiales activos en un estado líquido (IRENA, 2017). El proceso de difusión de Na^+ en la estructura cristalina de $\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$ ocurre porque es un sistema hexagonal con dos bloques de espinel separados por un plano de espejo, el cual contiene un oxígeno y un espacio vacío (Figura 2.28). En 1937, Beevers y Ross propusieron la nomenclatura BR (Beevers-Ross) y aBR (anti-Beevers-Ross), que describe que el plano no es compacto y contiene muchos sitios vacíos en donde los iones Na^+ se deslocalizan a gran temperatura, conduciendo a un comportamiento similar a un líquido bidimensional.

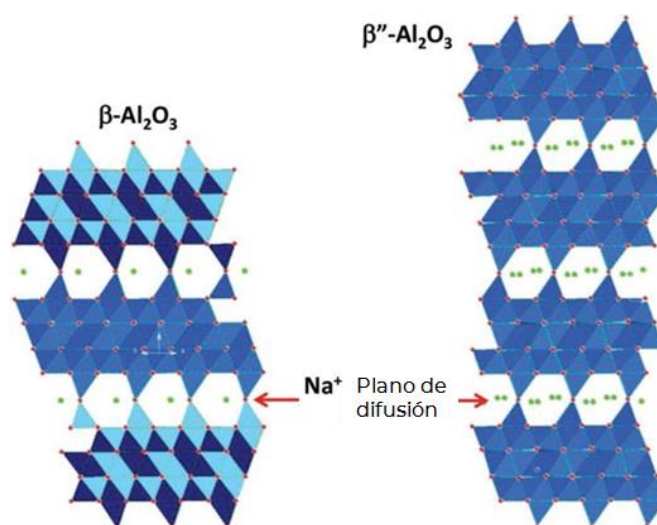


Figura 2.28. Plano de difusión de sodio en $\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$ y $\beta''\text{-Al}_2\text{O}_3$. Fuente: (Delmas, 2018)

La tabla 2.25 muestra una historia breve de la tecnología de sodio en el almacenamiento energético.

Tabla 2.25. Historia breve de la tecnología del sodio en el almacenamiento energético. Fuente: (Delmas, 2018)

Año	Descripción
1839	Faraday observó la conductividad iónica en PbF_2 y Ag_2S
1884	Warburg mostró la conductividad de Na^+ en vidrios de Thüringer
1897	Nernst desarrolló la primera aplicación en la lámpara de filamento de



	circonio y propuso la ecuación de Nernst
1930	Frenkel, Krüger, Schottky y Wagner contribuyen a poner los cimientos de la electroquímica de estado sólido Beevers y Ross propusieron la nomenclatura BR (Beevers-Ross) y aBR (anti-Beevers-Ross), en donde los iones Na ⁺ se deslocalizan a temperatura alta, conduciendo a un comportamiento como un líquido bidimensional
1967	Takahashi introduce el concepto de iónica de estado sólido
	Kummer y Yao descubrieron la conductividad alta del ion Na ⁺ en temperaturas intermedias
1969	Ford Company usó azufre líquido en la batería de sulfuro de sodio para vehículos eléctricos
1970	NGK desarrolló un sistema para aplicaciones estacionaria (nivelado de picos)
1973	Fouassier publicó el diagrama de fase de los sistemas Na _x MnO ₂ y Na _x CoO ₂
1976	La intercalación de TiS ₂ y WO ₃ se consideró en la batería de Na
1978	Hong y Kafalas propuso un conductor superiónico de Na (NASICON), que es un derivado de la fase de NaZr ₂ (PO ₄) ₃ Bordeaux comenzó a investigar sobre óxidos de capa de Na _x MO ₂ con enfoque especial en la relación entre la intercalación electroquímica y modificaciones estructurales Takeda estudió el sistema Na _x FeO ₂
1982	Delmas et al. sintetizaron una nueva variedad de O ₂ -LiCoO ₂ por intercambio de Li ⁺ /Na ⁺ a partir de P ₂ -Na _x CoO ₂
1986	Bones, Coetzer, Galloway y Teagle inventaron las baterías ZEBRA (Zeolite Battery Research Africa Project) en las que se reemplaza el azufre con NiCl ₂
1987	Delmas et al. sintetizaron las fases de Na ₃ M ₂ (PO ₄) ₃ que fueron materiales de electrodo potenciales en el estado reducido
2001	Dahn et al. estudiaron los materiales Na _x (Mn,Ni)O ₂ en capas como precursores para obtener nuevos materiales de litio por intercambio y también como electrodos positivos para baterías de Na
2000 – 2008	La investigación sobre baterías de Na aumentó lentamente

Se considera que las baterías de NaS son secundarias (es decir, recargable) (DTU Energy, 2019) con celda electroquímica sólida. De este modo, los componentes principales en la celda de la batería de NaS son electrodo de Na (ánodo), electrolito sólido de β"-alúmina (BASE) y electrodo de azufre (cátodo). La figura 2.29 muestra un diagrama esquemático de la celda de batería de NaS.

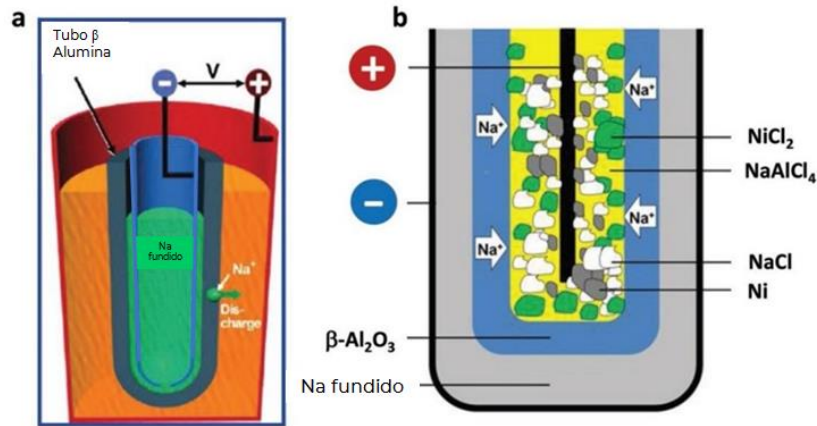


Figura 2.29. Representación esquemática de la batería de NaS (a) y la batería ZEBRA (b). Fuente: (Delmas, 2018)

Químicas de la batería de sulfuro de sodio

La reacción química es reversible, porque los reactivos de los productos reaccionan juntos a su vez para dar de regreso los reactivos. Esta reacción química ocurre por lo general en un sistema cerrado. Durante el proceso de descarga, el electrodo de sodio (ánodo) pierde dos electrones y produce Na⁺. El Na⁺ se desplaza a través del electrolito sólido y reacciona con el electrodo de azufre (cátodo) y dos electrones para producir Na₂S_x. Este proceso ocurre con un potencial de 1.78 – 2.08 V a 350 °C porque la resistencia iónica de β -alúmina entonces es baja como las soluciones líquidas de electrolitos acuosos (Holze, 2009). En el proceso de carga, las reacciones inversas ocurren cuando se aplica energía al sistema (Figura 2.30).

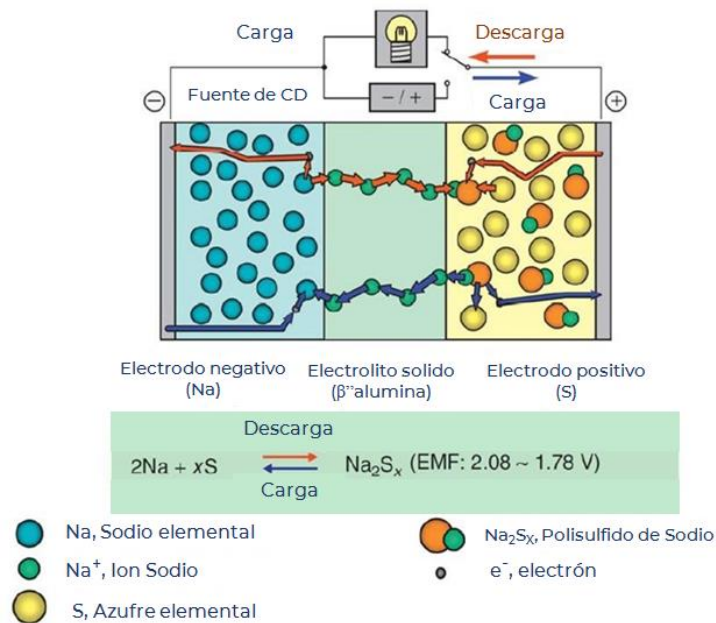


Figura 2.30. Reacción de descarga y carga en la celda de la batería NaS. Fuente: (DTU Energy, 2019)



Componentes en un sistema de almacenamiento de energía con baterías sulfuro de sodio

El sistema de almacenamiento energético con baterías de NaS consta de tres componentes principales:

1. Módulos de baterías (matriz paralela de serie entre celdas de NaS)
2. Sistema de conversión de potencia
3. Sistemas de gestión térmica

En el primer caso, sus componentes principales son electrodo de sodio, β -alúmina y electrodo de azufre. En el último caso, sus componentes son (Holze, 2009):

- Sistema de enfriamiento activo y/o pasivo
- Sistema de distribución de calor adentro de la celda
- Calentador para mantener la temperatura en ambientes fríos
- Sistema de aislamiento térmico

Entrada/Salida

La entrada y salida de la batería de sulfuro de sodio es la electricidad.

Eficiencia y pérdidas de energía

La autodescarga diaria de la batería de NaS es de 0.05 – 1 % cuando la batería de NaS tiene una eficiencia de 75 – 90 % (Nadeem, Hussain, Tiwari, Goswami y Ustun, 2019). La eficiencia energética en una batería depende del ciclo de carga y descarga (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020). De acuerdo con la Figura 2.31, la batería de sulfuro de sodio tiene una eficiencia energética de aproximadamente 80 – 90 % y una vida en términos del número total de ciclos de aproximadamente 1000 – 5000.

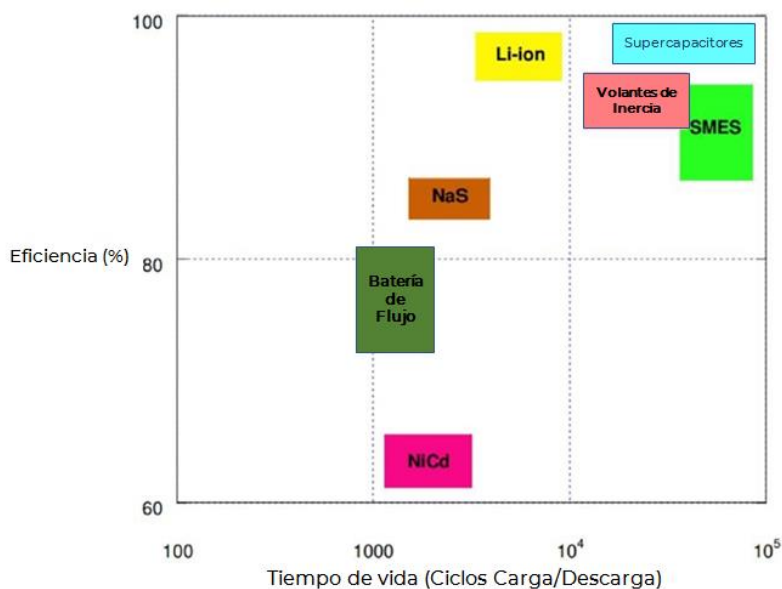


Figura 2.31. Propiedades de eficiencia y tiempo de vida de tecnologías de almacenamiento energético. Fuente: (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020)

Características y capacidades típicas

Las características típicas y capacidades para las baterías de sulfuro de sodio aparecen en la Tabla 2.26.

Tabla 2.26. Características principales para una batería de sulfuro de sodio. Fuente: (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020)

Características	Valor
Densidad de potencia (kW/m ³)	1 – 180
Densidad de energía (kW/m ³)	150 – 350
Densidad energética (Wh/kg)	100 – 250
Eficiencia de ciclo (%)	65 – 90
Tiempo de vida (ciclos)	1000 – 4500

Periodo de almacenamiento típico

Esta tecnología tiene un periodo de almacenamiento típico de minutos a horas.



Capacidad de regulación

El tiempo de respuesta de una batería de NaS es a partir de milisegundos. Por lo tanto, tiene una aplicación amplia en la red (Nadeem et al., 2019). En consecuencia, sus aplicaciones sobre la red son:

Tabla 2.27. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de NaS. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Arbitraje energético	✓
Respuesta primaria	✓
Respuesta secundaria	✓
Respuesta terciaria	✓
Reemplazo de emergencia	✓
Arranque en negro	✓
Diferimiento de inversión en T&D	✓
Gestión de congestiones	✓
Gestión de facturas	✓
Calidad de la potencia	✓
Confiabilidad de potencia	✓

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

En el presente, las aplicaciones son estacionarias como nivelación de carga, gestión de calidad de potencia, control de picos y almacenamiento localizado en sitios de sistemas de conversión de energía eólica o solar (Holze, 2009).

Fumata, Japón

La generación de potencia fluctuante es uno de los principales problemas para la energía eólica. En Futamata, hay una granja eólica de 51 MW complementada con un sistema de estabilización de salida constante utilizando baterías de NaS de 34 MW NaS en 2008. Las características principales del sistema de baterías de NaS es que el sistema es compacto, con alta eficiencia, alta capacidad, durabilidad a largo plazo y preservación en el ambiente (Kawakami et al., 2010). La configuración del sistema de esta central aparece en la Tabla 2.28 y Tabla 2.29.

El voltaje del punto de acoplamiento común (CCP por sus siglas en inglés) se reduce a 22 kV y 6.6 kV con un transformador de tres embobinados. Los 17 conjuntos de baterías de NaS de 2 MW (Figura 2.32) se conectan al bus de 6.6 kV.

**Tabla 2.28.** Valores del sistema. Fuente: (Kawakami et al., 2010)

Elementos	Valores
Turbina de viento	1.5 MW – 34 unidades
Capacidad total de generación de WT	51 MW
Sistema de baterías de NaS	2 MW – 17 unidades
Capacidad de almacenamiento de baterías de NaS total	244.8 MWh
Capacidad de generación contratada	40 MW
Voltaje de acoplamiento común	154 kV

Tabla 2.29. Especificaciones de PCS. Fuente: (Kawakami et al., 2010)

Elementos	Valores
Capacidad nominal	2,400 kW – 17 unidades
Voltaje de la red	6600 V @ 50 Hz
Relación de voltaje del transformador	6600 V / 290 V
Voltaje de CD (voltaje de batería)	470 V □ 750 V
Tipo de convertidor	Convertidor autoconmutado de fuente de voltaje
Configuración del convertidor	2 niveles – 3 fases
Método de conmutación	Modulación de amplitud de pulso (PWM)
Frecuencia de conmutación	2 kHz
Dispositivo de potencia	Transistor bipolar de puerta aislada (IGBT), (1200 V – 1400 A)
Método de enfriamiento	Enfriamiento con aire forzado

Este sistema comenzó su operación comercial desde septiembre de 2009.



Figura 2.32. 17 conjuntos de baterías NaS de 2 MW. Fuente: (Kawakami et al., 2010)

Ventaja/Desventaja

Las ventajas clave de las baterías de NaS son (Kumar, Kuhar y Kanchan, 2018):

- Alta energía y densidad de potencia
- Alta abundancia natural de materiales
- Material de bajo costo
- Baja tasa de autodescarga

Por el otro lado, las desventajas o limitaciones son (Kumar et al., 2018):

- Difuminación de capacidad
- Capacidad de descarga baja
- Mecanismo de lanzadera⁴
- Costo operativo anual alto. (IRENA, 2017).

Ambiente

Todos los componentes en las baterías de NaS son de 98% recuperables y amigables con el medio ambiente. Sin embargo, los impactos ambientales locales debido a su fabricación, como lo son la contaminación del aire con polvo de grafito, contaminación del agua local con ácidos en la cercanía inmediata de fábricas, son un problema que se considerará en un ciclo de vida completo (Florin y Dominish, 2017).

⁴ Este fenómeno ocurre durante la carga si los polisulfuros se reducen en el electrodo negativo, en donde los electrones están fácilmente disponibles. Los polisulfuros más cortos migran de regreso al electrodo positivo en donde se oxidan de nuevo. La corriente asociada con estas reacciones no contribuye a cargar los electrodos, generando una eficiencia coulombica baja. Adicionalmente, este efecto contribuye a deficiencias observadas comúnmente de las celdas de electrolito líquido como lo son la pobre ciclabilidad y tasas de autodescarga altas.



Investigación y desarrollo

Varios sistemas de MWh han sido mostrados en la red eléctrica, siendo la batería de NaS el sistema de almacenamiento electroquímico más usado actualmente en la red eléctrica. El sistema más grande bajo construcción en la actualidad es un almacenamiento de Na-S de 34MW/238-MWh (7 horas) para la granja eólica de Rokkasho en el norte de Japón, mientras que otra, para almacenamiento diario, se ha construido en una fábrica de Hitachi con un contenido energético de 57 MWh. Otras centrales de demostración están construidas o construyéndose en el resto del mundo (50 MW en Abu Dhabi, 1.2 MW en Charleston, Estados Unidos), pero un accidente reciente poco claro en un sistema de almacenamiento en Japón ha detenido temporalmente la instalación y producción para aclarar los aspectos de seguridad de la tecnología (EASE-EERA, 2017). La batería de NaS puede considerarse pronto como una tecnología madura.

Los problemas de corrosión son un mecanismo principal de envejecimiento de celdas de temperatura alta. Puede afectar en especial las celdas más grandes que se prefieren para aplicaciones de almacenamiento estacionario. Para alcanzar un costo menor del servicio a partir de estas baterías, resulta esencial continuar desarrollando materiales robustos, revestimientos y juntas para abordar la corrosión para aumentar el tiempo de vida de las baterías (IRENA, 2017).

Otra avenida de investigación incluye reducir las temperaturas operativas altas necesarias para alcanzar una actividad electroquímica satisfactoria en sistemas de almacenamiento energético de batería beta de sodio. Los esfuerzos se centran en mejorar la transferencia de iones a través del electrolito de cerámica de BASE. La interfaz del electrolito sólido (SEI por sus siglas en inglés) se reconoce cualitativamente como una estructura dinámica, de manera que requiere métodos que puedan “ver a través” de las celdas del modelo. Necesita estudios para determinar el índice de pérdida parasítica de Na, ciclando la eficiencia coulombica, interacciones del metal de electrolito-Na de estado sólido, además de en estudios acoplados ex situ, in situ y operando para probar los cambios estructurales a granel en el ánodo Na-metal (Lee, Paek, Mitlin y Lee, 2019).

Predicción de desempeño y costos

La mayoría de los datos presentados para la batería de NaS se obtuvieron de (IRENA, 2017) y (Agencia Danesa de Energía, 2019) porque el diseño se basa en las mismas capacidades operativas del sistema de almacenamiento de energía.

La eficiencia de ciclo completo y del tiempo de vida técnico se obtuvieron de promedio de los datos de varios autores. Los valores de O&M tanto fijos como variables se obtuvieron de (Zakeri y Syri, 2015).

La batería de NaS no tendrá una variación en este periodo debido a su madurez tecnológica. El tiempo de vida técnico y el tiempo total en número de ciclos tienen una tendencia similar que (Agencia Danesa de Energía, 2019). El componente específico de inversión, energía y capacidad tienen la misma tendencia que (IRENA, 2017).

Incertidumbre

La mayoría de las incertidumbres para la batería de NaS se obtuvieron de (IRENA, 2017) y



(Agencia Danesa de Energía, 2019) porque el diseño se basa en las mismas capacidades operativas del sistema de almacenamiento de energía.

La incertidumbre para la eficiencia del ciclo completo tiene un comportamiento numérico similar a (Agencia Danesa de Energía, 2019). La incertidumbre para O&M fijo y variable es la misma que para (Zakeri y Syri, 2015) para mantener la consistencia entre datos.

Ficha técnica

Technology	NaS battery								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
Energy/technical data				Lower	Upper	Lower	Upper		
Form of energy stored	Electro-chemical								
Application	Frequency Restoration Reserve (2h)								
Energy storage capacity for one unit (MWh)	30	30	30	30	30	30	30		[1]
Output capacity for one unit (MW)	15	15	15	15	15	15	15		[1]
Input capacity for one unit (MW)	15	15	15	15	15	15	15	A	[1]
Round trip efficiency - DC (%)	81	83	83	69	90	72	93	average	[2], [3], [4], [5]
- Charge efficiency (%)	90	91	91	83	95	85	96	E	
- Discharge efficiency (%)	90	91	91	83	95	85	96	E	
Energy losses during storage (%/day)	0.1	0.1	0.1	0	1	0	1		[1], [2]
Forced outage (%)	0	0	0	0	2	0	2	B	[2]
Planned outage (weeks per year)	0	0	0	0	0	0	0	C	[2]
Technical lifetime (years)	19	24	24	10	28	13	36	average	[2], [4], [5]
Construction time (years)	0.5	0.5	0.5	0.2	2	0.2	2		[2]
Lifetime in total number of cycles	5600	7500	7500	1100	11200	1500	15000		[2]
Regulation ability									
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.02	0.001	0.02	D	[2]
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	0.05	0.05	0.05	0.001	0.05	0.001	0.05	D	[2]
Financial data									
Specific investment (MUSD2020 per MWh)	0.38	0.22	0.09	0.28	0.76	0.16	0.43		[1]
- energy component (MUSD/MWh)	0.291	0.162	0.050	0.208	0.582	0.116	0.324		[1]
- capacity component (MUSD/MW)	0.085	0.051	0.018	0.060	0.153	0.035	0.091		[1]
- other project costs (MUSD/MWh)	0.05	0.03	0.03	0.04	0.10	0.02	0.06		[2]
Fixed O&M (kUSD2020/MW)	4.0	4.0	4.0	2.2	19.2	2.2	19.2		[7]
Variable O&M (USD2020/MWh)	2.0	2.0	2.0	0.3	6.2	0.3	6.2		[7]
Technology specific data									
Alternative Investment cost (MUSD2020/MW)	0.767	0.435	0.178	0.555	1.517	0.312	0.852		[1]
Specific power (W/kg)	28	28	28	21	35	21	35	F	[2]
Power density (W/m ³)	13000	13000	13000	9750	16250	9750	16250	F	[2]
Specific energy (Wh/kg)	56	56	56	42	70	42	70	G,H,I	[2]
Energy density (Wh/m ³)	26000	26000	26000	19500	32500	19500	32500	G,H,I	[2]

Notas:

- Se asume que es igual que la salida
- La salida forzada es mínima. El único caso reportado es un incidente de incendio en 2011
- A la orden de 1 h por año
- Debido a la ausencia de predicciones en literatura, no se asume ningún desarrollo como un cálculo
- En ausencia de los datos, se infiere a partir de la eficiencia de viaje redondo que se asume como el producto de la eficiencia de carga y descarga y se considera como igual, también debido a la falta de datos



- F. La potencia específica y densidad de potencia se incrementaron desde [2] tomando en cuenta la relación energía-potencia diferente
- G. Datos de la unidad contenedora NGK estándar, con base en NGK Insulators LTD, "Structure of NAS Energy Storage System," 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.ngk.co.jp/nas/specs/>
- H. No son los valores tecnológicos máximos; es decir, la densidad de celdas únicas, pero las especificaciones para un producto comercial estándar del mercado I. Las incertidumbres se basan en una suposición calificada

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "NaS.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"

Referencias

- EASE-EERA. (2017). Technical Annex EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030. Retrieved from <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Annex-06.pdf>
- Florin, N., & Dominish, E. (2017). Sustainability Evaluation of Energy Storage Technologies. Report prepared by Institute for Sustainable Futures for the Australian Council of Learned Academies.
- IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Danish Energy Agency. (2019). Technology Data for Energy Storage. Copenhagen, Denmark. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf
- Delmas, C. (2018, June 15). Sodium and Sodium-Ion Batteries: 50 Years of Research. *Advanced Energy Materials*. Wiley-VCH Verlag. <https://doi.org/10.1002/aenm.201703137>
- DTU Energy. (2019). Energy storage technologies in a Danish and international perspective.
- Holze, R. (2009). SECONDARY BATTERIES – HIGH TEMPERATURE SYSTEMS | Sodium–Sulfur. In J. Garche (Ed.), *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources* (pp. 302–311). Amsterdam: Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00179-9>
- IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- Kawakami, N., Iijima, Y., Sakanaka, Y., Fukuhara, M., Ogawa, K., Bando, M., & Matsuda, T. (2010). Development and field experiences of stabilization system using 34MW NAS batteries for a 51MW Wind farm. In *IEEE International Symposium on Industrial Electronics* (pp. 2371–2376). <https://doi.org/10.1109/ISIE.2010.5637487>
- Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>
- Kumar, D., Kuhar, S. B., & Kanchan, D. K. (2018). Room temperature sodium-sulfur batteries as emerging energy source. *Journal of Energy Storage*, 18, 133–148. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2018.04.021>



Lee, B., Paek, E., Mitlin, D., & Lee, S. W. (2019). Sodium Metal Anodes: Emerging Solutions to Dendrite Growth. *Chemical Reviews*, 119(8), 5416–5460. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.8b00642>

Nadeem, F., Hussain, S. M. S., Tiwari, P. K., Goswami, A. K., & Ustun, T. S. (2019). Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access*, 7, 4555–4585. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2888497>

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

2.5 Baterías de flujo redox de vanadio

Descripción tecnológica breve

A principios de la década de 1970, la NASA desarrolló la batería de flujo Vanadio-redox(VRF) para las misiones espaciales a largo plazo (L'Abbate, Dassisti y Olabi, 2019). Se considera como un sistema electroquímico, una batería secundaria y aplica a escala de la red y niveles locales del usuario (DTU Energy, 2019; Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019). El componente básico de una batería de VRF aparece en la Figura 2.33.

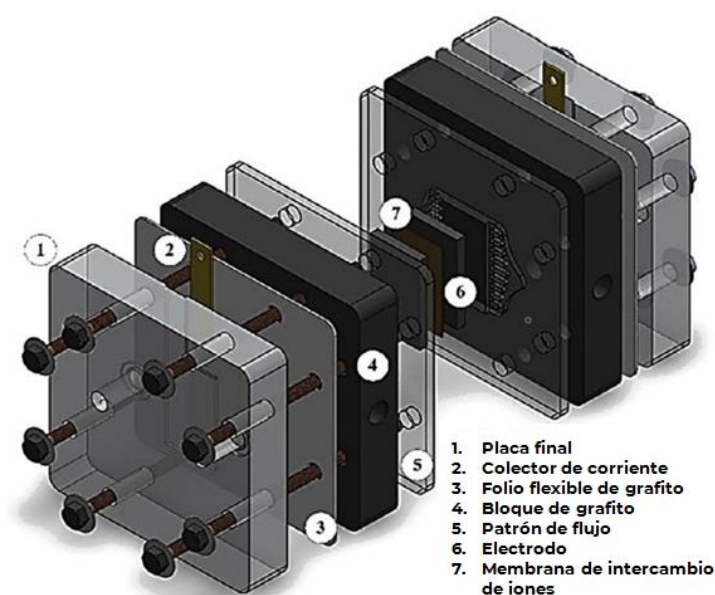


Figura 2.33. Componentes de la celda de batería de VRF única. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

El electrolito se produce disolviendo el vanadil sulfato en ácido sulfúrico, que es corrosivo para los metales durante la operación con baterías de VRF (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019). Se almacena en dos tanques separados y se bombea en las celdas en donde ocurre la reacción de oxidación (L'Abbate et al., 2019). El anolito está en un tanque y el catolito está en otro. Durante la operación de carga, el anolito se oxida, el catolito se reduce y ambos electrolitos se almacenan en tanques diferentes. El proceso de descarga es cuando el anolito oxidado se reduce, el catolito reducido se oxida y si se almacenan en los mismos tanques que al principio.

La membrana puede ser una membrana de intercambio iónico. Su rol principal es evitar un corto circuito entre el electrodo y la transferencia de iones de protones o sulfato para balancear la carga. Es importante tener una buena estabilidad bajo un ambiente altamente oxidante, baja permeabilidad de iones de vanadio y baja resistividad (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019).

Una batería de VRF es un sistema de almacenamiento energético que se usa en un servicio

público eléctrico a gran escala (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019). Pero VRF también es capaz del almacenamiento estacional. La tecnología de batería de VRF se usa con más frecuencia para (L'Abbate et al., 2019):

- Aplicaciones de almacenamiento energético eléctrico en la industria
- Sistemas fijos y grandes de almacenamiento eléctrico
- Desplazamiento temporal de pico

La batería de VRF consta de una pila de celdas de reacción, al menos un tanque de almacenamiento lleno de electrolito (anolito) que consta de reactivos en solución para el electrodo de batería negativo (ánodo), al menos un tanque de almacenamiento lleno con electrolito (catolito), tubería que conecta los tanques de almacenamiento con la pila de celdas de reacción y bombas mecánicas para circular los electrolitos en el sistema (DTU Energy, 2019) (Figura 2.34).

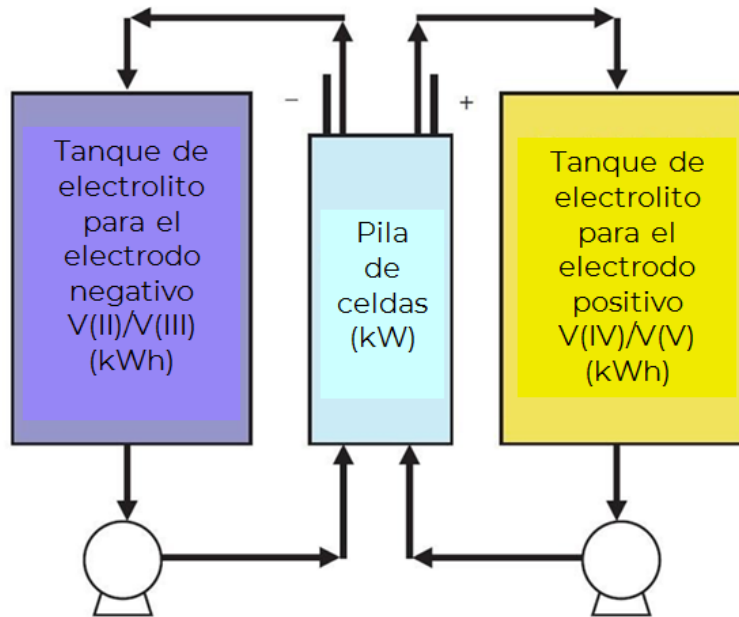
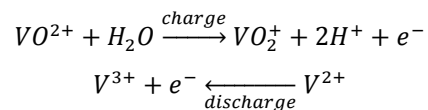


Figura 2.34. Concepto de flujo redox. Fuente: (Skylas-Kazacos, 2009)

Químicas de batería de VRF

Las medias celdas positivas y negativas utilizan reacciones acopladas de redox en todas las baterías de VRF, pues las reacciones que muestran lo siguiente (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019):



La Figura 2.35 muestra cuatro mecanismos de reacción a partir del proceso de carga. Las especies reactivas de anolito son iones V^{2+} y V^{3+} . Las especies reactivas de catolitos son iones VO_2^+ y VO^{2+} con el átomo V en estado de oxidación $+V$ y $+IV$ respectivamente. Tradicionalmente,

las especies reactivas se han disuelto con concentraciones de 1.5 – 2 M en soluciones de ácido sulfúrico acuosas con una concentración ácida de 2 – 5 M. Cuando se bombea en la celda de reacción, el anolito y catolito se separarán con una membrana conductora de protones (DTU Energy, 2019).

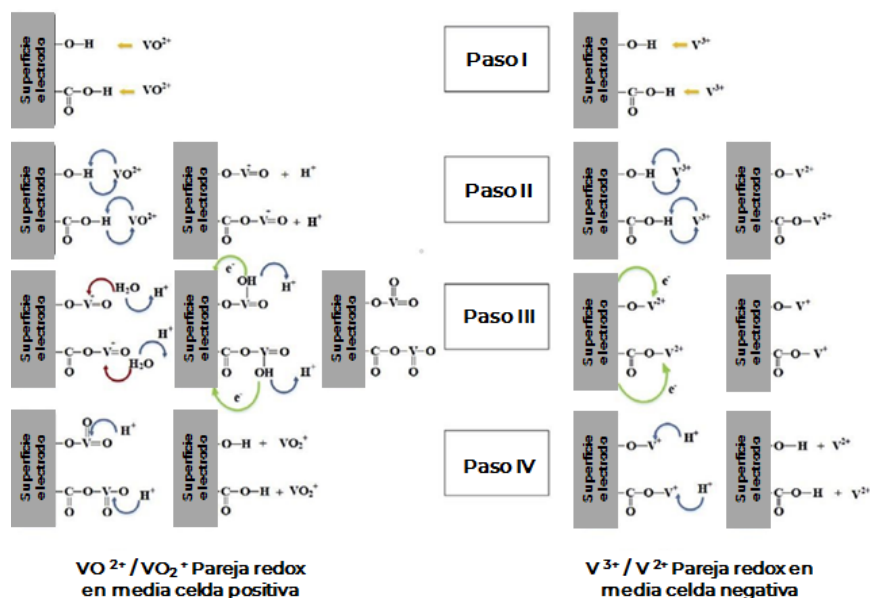


Figura 2.35. Mecanismo de reacción para parejas de redox VO²⁺/VO₂⁺. Fuente: (DTU Energy, 2019)

Paso uno: V³⁺ y VO²⁺ se difuminan a partir del electrolito bruto a la superficie del electrodo y absorben los grupos funcionales de oxígeno.

Paso dos: el proceso de intercambio de iones entre iones V³⁺ y VO²⁺ y los iones H⁺ en los grupos funcionales C–OH y COOH ocurre en la superficie de carbono.

Paso tres: en la media celda positiva, el átomo de oxígeno a partir de H₂O transfiere a partir de los grupos funcionales hidroxilo (–OH) al electrodo.

Paso cuatro: el intercambio de iones entre iones V acoplado en la superficie del electrodo, ocurren iones H⁺ en el electrolito y produce los iones VO₂⁺ y V²⁺ como productos en el proceso de carga. Durante la descarga, el mecanismo de reacción ocurre de manera inversa del proceso de carga (DTU Energy, 2019; Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019).

Componentes en un sistema de almacenamiento energético con baterías de VRF

Una instalación de batería de VRF consta de una unidad de batería como se describe anteriormente, un sistema de gestión de baterías y un sistema de conversión de potencia que conecta la unidad de la batería a la red (ver la Enciclopedia de fuentes de potencia electroquímica). La operación de la batería a escala de la red depende de la aplicación. Las baterías usadas para el cambio de tiempo por lo general completarán un solo ciclo de



carga/descarga en 24 horas. Las baterías utilizadas para varios otros servicios, incluyendo estabilización de la entrada de renovables, por lo general no se someterán al ciclado tradicional de las baterías, pero cambiarán frecuentemente entre estar cargadas y descargadas de acuerdo con la demanda (DTU Energy, 2019).

Debido a su tiempo de respuesta corto combinado con la habilidad para variar de manera independiente el tamaño de la instalación respecto a capacidad de almacenamiento de energía y de potencia, las instalaciones de batería de VRF puede diseñarse para proporcionar un amplio espectro de servicios del sistema. El fabricante UniEnergy Technologies lista las siguientes aplicaciones para instalaciones de red y servicio público: Diferimiento de inversiones en T&D, flexibilidad de capacidad/rampa, desplazamiento de carga y servicios conexos (DTU Energy, 2019).

Entrada/Salida

La entrada y salida desde una batería de VRF son energías eléctricas. La entrada de energía eléctrica la proporciona una central de generación que puede basarse en combustibles fósiles o energía renovable. Esta energía eléctrica se almacena en energía química adentro de la batería de VRF durante el proceso de cargado. La salida de electricidad se genera por conversión de esta energía química desde una reacción electroquímica durante el proceso de descarga.

Eficiencia y pérdidas de energía

Las pérdidas de capacidad para una batería de VRF puede generarse por las razones siguientes (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019):

1. Pérdida de capacidad por autodescarga cuando la interfaz del electrolito encuentra el aire.
2. Difusión de iones de vanadio, a través de la membrana, generada por el gradiente de concentración entre las medias celdas.
3. La reacción de evolución de hidrógeno (HER por sus siglas en ingles) y reacción de evolución de oxígeno (OER por sus siglas en ingles) pueden ocurrir en la superficie del electrodo cuando el potencial del electrodo sea mayor y genera el consumo de corriente aplicada para la carga de la batería.
4. Pérdida óhmica en las celdas por resistividad alta de la membrana.
5. El electrolito puede ser transferido a través de la membrana y generar una desigualdad del volumen del electrolito y la concentración del vanadio.

La relación entre el voltaje celular y la densidad de la corriente durante el proceso de carga/descarga depende de la temperatura operatoria como se muestra en la Figura 2.36.

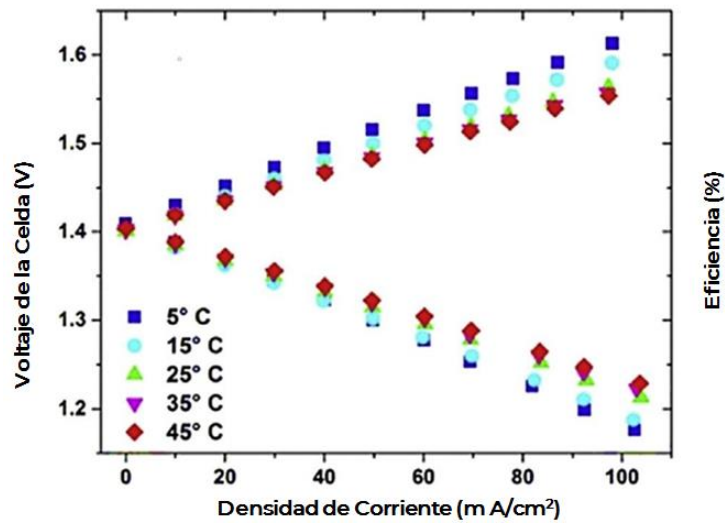


Figura 2.36. Efecto de la temperatura operativa en el voltaje de la batería de carga-descarga a 50 % SoC. Fuente: (T. Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

La capacidad de descarga de la batería ocurre cuando el proceso de carga-descarga tiene una densidad de corriente de $40 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ y el tanque del electrolito se expone a oxidación del aire. La batería de VRF tiene pérdidas parasíticas y de espera muy bajas.

El desempeño de una batería de VRF se caracteriza por su capacidad de (DC), eficiencia energética (EE), eficiencia coulombica (CE), eficiencia del sistema (SE) y eficiencia de voltaje (VE). La eficiencia coulombica es una función de temperatura como se muestra en la Figura 2.37.

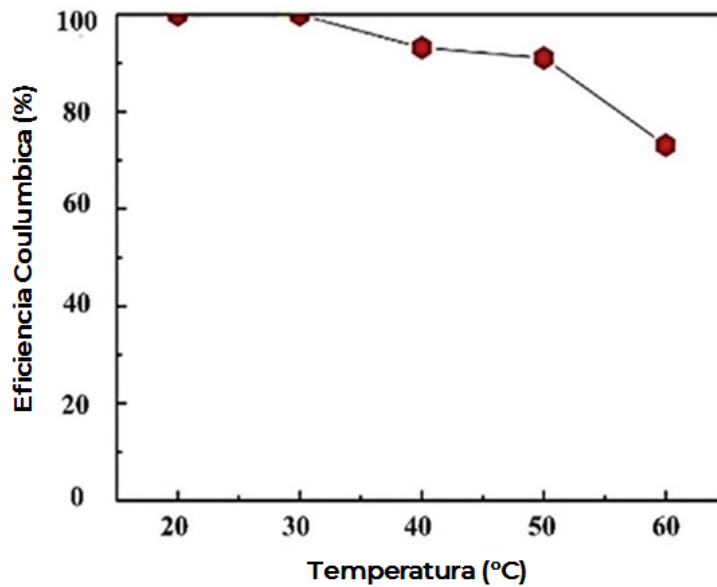


Figura 2.37. Correlación entre CE y temperatura de operación para una solución $2 \text{ M H}_2\text{SO}_4 + 2 \text{ M VOSO}_4$ con electrodo de grafito. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

La eficiencia coulombica se reduce con la temperatura operativa en aumento como se muestra en la Figura 2.38. La razón es porque la corriente aplicada para cargar la batería la consume la reacción de evolución del hidrógeno.

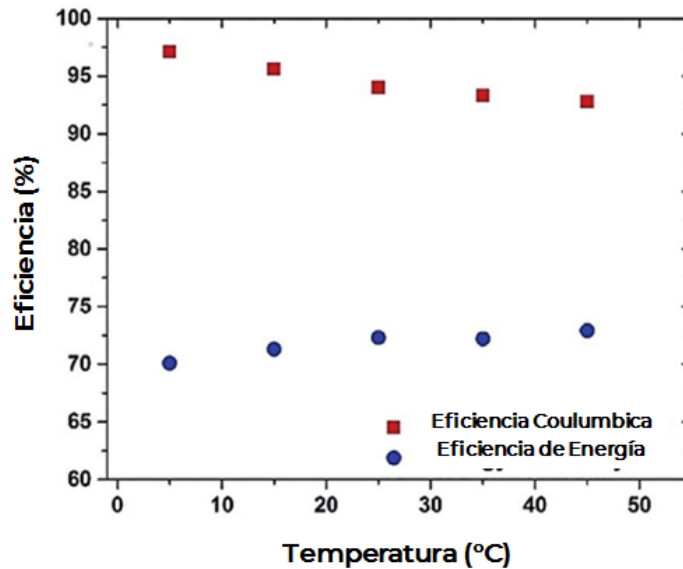


Figura 2.38. Eficiencia coulombica y energética. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

La densidad energética máxima de una batería de VRF es de solo 30 Wh/l (Ye et al., 2017). La eficiencia y el ciclo de vida de la batería de VRF se ven afectados por materiales de membrana y electrodo (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019). La Tabla 2.30 muestra las eficiencias de las celdas dependiendo de densidades de corriente diferentes.

Tabla 2.30. Eficiencias de celdas en corrientes de descarga diferentes. Fuente: (Skylas-Kazacos, 2009)

Densidad de corriente (mA·cm ⁻²)	Eficiencia de voltaje (%)	Eficiencia coulombica (%)	Eficiencia energética (%)
20	93	97	90
40	90	97	87
60	85	98	83
80	82	98	80
100	76	97	74

Características y capacidades típicas

Un voltaje de celda de batería de VRF es de 1.26 V cuando opera a temperaturas ambiente (DTU Energy, 2019) y por lo general puede almacenar entre 20 y 30 Wh/l de electrolito (Lourenssen, Williams, Ahmadpour, Clemmer y Tasnim, 2019).

Las baterías de flujo son diferentes de otras al tener unidades de almacenamiento y potencia con separación física. El volumen del electrolito líquido en tanques de almacenamiento dicta la capacidad de almacenamiento energético total de la batería, mientras que el tamaño y número de las pilas de la celda de reacción dictan la capacidad de potencia de la batería. La capacidad de almacenamiento energético y de potencia puede variarse entonces independientemente de acuerdo con la aplicación deseada y la demanda del consumidor (DTU Energy, 2019). En la Tabla 2.31 se muestran algunas características de la batería de VRF.

Tabla 2.31. Características de la batería de VRF. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

Característica	Descripción
Flexibilidad en diseño	La capacidad de potencia y energía del sistema puede ser separada
Salida de potencia	Se define por el número de celdas en la pila
Capacidad energética almacenada	Se limita por el tamaño del tanque de electrolitos
Material de los electrodos	Buena actividad electroquímica para las especies activas en una reacción de redox, buena estabilidad durante sobrecarga ocasional y actividad electroquímica baja para la generación de gas por reacciones colaterales.

Cuando una batería de VRF opera a diferente temperatura, tendrá un voltaje característico de carga-descarga diferente como se muestra en la Figura 2.39. Por ejemplo, cuando la batería de VRF opera a 40 °C, el voltaje característico de la carga al inicio es de 1.1 – 1.28 V y, posteriormente, se mueve gradualmente a 1.7 V. El voltaje característico de descarga tiene un comportamiento similar al del voltaje característico de carga, pero de forma opuesta. Al principio, el voltaje es de 1.7 – 1.52 V y aumenta gradualmente a 1.1 V. Esto se repite en cada ciclo.

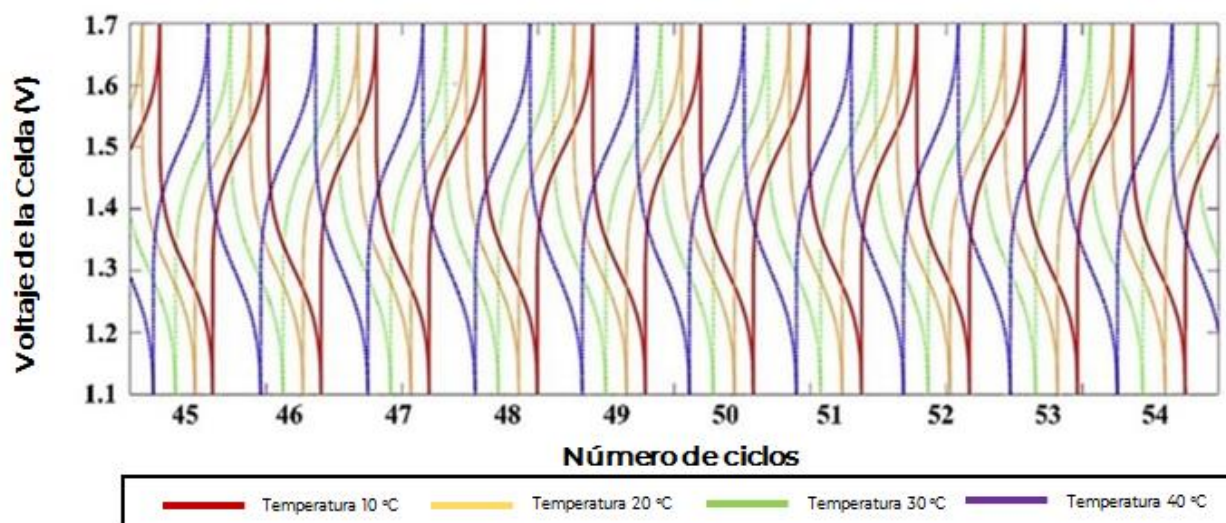


Figura 2.39. Voltaje característico de carga-descarga en temperaturas diferentes. Fuente: (T. Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

Periodo de almacenamiento típico

El proceso de autodescarga ocurre durante el periodo de almacenamiento y se encontró que las especies iónicas se ordenan como sigue $V^{2+} > VO_2^{2+} > VO_2^{+} > V^{3+}$. El proceso de autodescarga se clasifica en cinco regiones, de acuerdo con la variación en el voltaje de circuito abierto, como se muestra en la Figura 2.40.

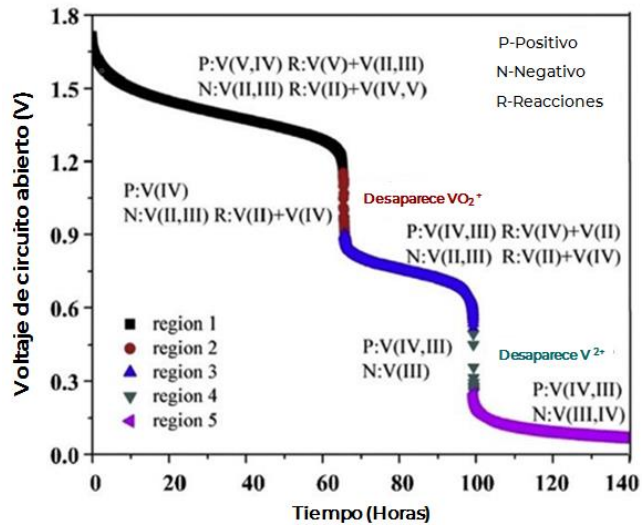


Figura 2.40. Voltaje de circuito abierto durante el proceso de autodescarga. Fuente: (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019)

Capacidad de regulación

El VRF puede proporcionar las aplicaciones siguientes a la red mencionada a continuación:

Tabla 2.32. Tipo de servicios que puede proporcionar la batería de VRF. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Arbitraje energético	√
Respuesta primaria	√
Respuesta secundaria	√
Respuesta terciaria	√
Reemplazo de emergencia	√
Arranque en negro	√
Almacenamiento estacional	√



Servicio	Puede proporcionarse
Diferimiento de inversión en T&D	√
Gestión de congestiones	√
Gestión de facturas	√
Calidad de la potencia	√
Confiabilidad de potencia	√
Almacenamiento estacional	√

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

Al menos 21 instalaciones diferentes de mínimo 100 kW se han puesto en marcha desde 2011. Las 21 instalaciones las han suministrado al menos 8 fabricantes diferentes. Actualmente hay una instalación de 200 MW/800 MWh bajo construcción en Dalian en China.

Tabla 2.33. Ejemplos de instalaciones de batería de VRF. Fuente: (Agencia Danesa de Energía, 2019)

Ubicación	Hokkaido, Japón	Pullman, EE. UU.	Braderup, Alemania	Yokohama, Japón
Puesta en marcha (año)	2016	2015	2014	2012
Capacidad de almacenamiento energético (MWh)	60	4	1	5
Capacidad de potencia (MW)	15	1	0.325	1
Proveedor tecnológico	Sumitomo Electric Industries	UniEnergy Technologies	UniEnergy Technologies	Sumitomo Electric Industries

Los ejemplos siguientes fueron los primeros empleados en Japón, como lo son (L'Abbate et al., 2019):

- Villa Eólica Tomamae en Japón. Estabiliza una granja eólica de 32 MW para proporcionar una potencia máxima de unidades de 4 MW/6 MW.
- Vantack ha instalado la primera batería de VRF comercial afuera de Japón.

Ventaja/Desventaja

Hay varias ventajas y desventajas de la tecnología de la batería de VRF. La Tabla 2.34 resume esta ventajas y desventajas.



Tabla 2.34. Ventaja y desventaja de la batería de VRF. Fuente: (Lourenssen et al., 2019)

Ventaja	Desventaja
Niveles menores de evolución del gas durante ciclos de carga rápida en relación con otras baterías de flujo	La carga de la batería se agotó y el área de la superficie del electrodo se redujo a partir de la evolución del gas
No hay contaminación de la solución con difusión de iones de vanadio en la membrana	La evolución del gas puede dañar y reducir la eficiencia de la celda
Eficiencia (70 a 90 %)	Propiedades oxidativas altas de V5+
Potencial para el reciclaje de electrolitos entre aplicaciones	Regulación térmica (10 a 40 °C)
La regeneración del cruce de iones ocurre por medio de la operación normal de la batería	

Ambiente

La batería de VRF requiere una cantidad grande de espacio para operar, pero se considera como una batería ambientalmente sostenible porque sus componentes pueden regenerarse o reciclarse. Por otro lado, puede ser ligeramente tóxica cuando el electrolito de vanadio se prepara (L'Abbate et al., 2019) porque el ácido sulfúrico es corrosivo y el vanadio es un metal pesado (Letcher, 2016).

Investigación y desarrollo

El electrolito usado en las celdas de batería de VRF se considera como un electrolito ácido. En consecuencia, el electrodo metálico puede corroerse durante la operación de la batería de VRF. Por lo tanto, los electrodos usados en la batería de VRF son electrodos de carbono tales como óxido de grafeno, nanofibras de carbono y papel carbón. Otro desarrollo es introducir un sitio activo en reacciones de redox por métodos de tratamiento superficial, como lo es un tratamiento ácido, activación electroquímica, dopado metálico y activación térmica (Tossaporn Jirabovornwisut y Arpornwichanop, 2019).

La batería de VRF está bajo desarrollo rápido. Hay potencial relevante para que la R&D reduzca el costo de todos los componentes de la batería. Un ejemplo es la investigación en uso de electrolitos no acuosos. El costo mínimo probablemente se limitará con el costo del recurso vanadio. El costo del vanadio no es fijo en el sentido de que hay potencial para usar fuentes de vanadio de menor costo en producción que aquellas usadas tradicionalmente. Hay potencial importante para reducir los costos de las baterías de flujo usando químicas de reacción alternativa. Una alternativa es usar compuestos orgánicos o bromuro de zinc, polisulfuro de bromuro, hierro-cromo y cloruro de zinc para las aplicaciones a escala de red (DTU Energy, 2019).

Predicción de desempeño y costos

La mayoría de los datos presentados para la batería de VRF se obtuvieron de (IRENA, 2017) y



(Agencia Danesa de Energía, 2019) porque el diseño se basa en las mismas capacidades operativas del sistema de almacenamiento energético.

La eficiencia del viaje redondo y el tiempo de vida técnico se obtuvieron para el promedio entre varios autores. La salida planificada se obtuvo de (Lazard, 2016) debido a que asumimos que no hay interrupciones en el sistema de almacenamiento. Los valores de O&M tanto fijos como variables se obtuvieron de (Zakeri y Syri, 2015).

La batería de VRF no tendrá una variación en este periodo debido a su madurez tecnológica. El componente específico de inversión, energía y capacidad tienen la misma tendencia que (IRENA, 2017). La O&M fija tiene un comportamiento numérico fijo similar a (Agencia Danesa de Energía, 2019).

Incertidumbre

La mayoría de las incertidumbres para la batería de VRF se obtuvieron de (IRENA, 2017) y (Agencia Danesa de Energía, 2019) porque el diseño se basa en las mismas capacidades operativas del sistema de almacenamiento energético.

La incertidumbre para la eficiencia de viaje redondo, tiempo de vida técnico, otro costo de proyecto y O&M fija tiene un comportamiento numérico similar como (Agencia Danesa de Energía, 2019). La incertidumbre para O&M variable y variable es la misma que para (Zakeri y Syri, 2015) para mantener la consistencia entre datos.



Ficha técnica

Technology	Vanadium Redox Battery (VRB)								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
Energy/technical data				Lower	Upper	Lower	Upper		
Form of energy stored	Frequency Containment Reserve (4h)								
Application	Frequency Containment Reserve (4h)								
Energy storage capacity for one unit (MWh)	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65		[1], Table 3
Output capacity for one unit (MW)*	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66		[1]
Input capacity for one unit (MW)*	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66		[1]
Round trip efficiency (%)	73	73	73	58	82	60	84	average	[2], [3], [4], [5], [6]
- Charge efficiency (%)	85	85	85	76	91	77	92		
- Discharge efficiency (%)	85	85	85	76	91	77	92		[3]
Energy losses during storage (%/day)	0.2	0.2	0.2	0	1	0	1		[1]
Forced outage (%)	0.5	0.5	0.5	0	5	0	5	A	[2]
Planned outage (weeks per year)	0	0	0	0	0	0	0	A	[2], [4]
Technical lifetime (years)	14	14	14	4	16	5	18	average	[2], [3], [4]
Construction time (years)	1	1	1	0.2	2	0.2	2	B	[2]
Lifetime in total number of cycles	13000	13000	13000	12000	14000	12000	14000		[1]
Regulation ability									
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	0.1	0.1	0.1	0.005	2	0.005	2	C	[2]
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	0.07	0.07	0.07	0.004	1.4	0.004	1.4	C	[2]
Financial data									
Specific investment (MUSD2020 per MWh)	0.602	0.319	0.111	0.508	1.238	0.266	0.624		
energy component (MUSD2020 per MWh)	0.521	0.276	0.077	0.445	1.092	0.234	0.549	D	[1]
capacity component (MUSD2020 per MW)	0.085	0.051	0.018	0.060	0.153	0.035	0.091	E	[1]
- other project costs (MUSD/MWh)	0.06	0.030	0.030	0.05	0.11	0.02	0.05	F	[2]
Fixed O&M (kUSD/MW/year)	9.44	4.13	3.89	3.77	19.20	1.65	8.40	G	[8], [2]
Variable O&M (USD2020/kWh/year)	1.0	1.00	1.00	0.22	2.31	0.22	2.31		[8], [2]
Technology specific data									
Alternative investment cost (M\$USD2020/MW)	2.410	1.275	0.446	2.032	4.953	1.062	2.498		
Specific power (W/kg)	3.0	3.0	3.0	1.5	3.7	1.5	3.7		
Power density (W/m ³)	2260	2260	2260	1130	2825	1130	2825	average	
Specific energy (Wh/kg)	11.8	11.8	11.8	5.9	14.75	5.9	14.75		[2]
Energy density (Wh/m ³)	9040	9040	9040	4520	11300	4520	11300		[2]

Notas:

- A. Algunas empresas garantizan al menos un tiempo útil de 99.5%
- B. Depende mucho de la instalación
- C. El tiempo es menor que 100 ms para una situación inactiva con electrolito en la pila de reacción y las bombas encendidas. Menos de 1 s si el electrolito debe bombearse primero. Menos de 1 min si las bombas no están encendidas. El PCS puede limitar el tiempo de respuesta [2]
- D. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía". +(Costo de instalación de energía/4 h)"
- E. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía".
- F. Valor para instalaciones de T&D de servicio público con tiempo de descarga de 4 horas usado
- G. El valor de 2020 se toma de [8], mientras que las proyecciones siguen la reducción relativa en costos de [2], con base en el valor de 2020

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "VRB.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"



Referencias

- Danish Energy Agency. (2019). Technology Data for Energy Storage. Copenhagen, Denmark. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf
- DTU Energy. (2019). Energy storage technologies in a Danish and international perspective.
- IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- Jirabovornwisut, T., & Arpornwichanop, A. (2019). A review on the electrolyte imbalance in vanadium redox flow batteries. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(45), 24485–24509. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.106>
- Jirabovornwisut, Tossaporn, & Arpornwichanop, A. (2019). A review on the electrolyte imbalance in vanadium redox flow batteries. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(45), 24485–24509. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.106>
- L'Abbate, P., Dassisti, M., & Olabi, A. G. (2019). Small-Size Vanadium Redox Flow Batteries: An Environmental Sustainability Analysis via LCA. In R. Basosi, M. Cellura, S. Longo, & M. L. Parisi (Eds.), *Life Cycle Assessment of Energy Systems and Sustainable Energy Technologies: The Italian Experience* (pp. 61–78). Cham: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-93740-3_5
- Lazard. (2016). Levelized Cost of Storage - Version 2.0. Retrieved from <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- Letcher, T. M. (2016). *Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources*. Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources.
- Lourenssen, K., Williams, J., Ahmadpour, F., Clemmer, R., & Tasnim, S. (2019). Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review. *Journal of Energy Storage*, 25, 100844. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100844>
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- Skyllas-Kazacos, M. (2009). SECONDARY BATTERIES – FLOW SYSTEMS | Vanadium Redox-Flow Batteries. In J. Garche (Ed.), *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources* (pp. 444–453). Amsterdam: Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00177-5>
- Ye, R., Henkensmeier, D., Yoon, S. J., Huang, Z., Kim, D. K., Chang, Z., ... Chen, R. (2017). Redox Flow Batteries for Energy Storage: A Technology Review. *Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage*, 15(1). <https://doi.org/10.1115/1.4037248>
- Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

2.6 Sales fundidas

Descripción tecnológica breve

La sal fundida es una tecnología para almacenar energía térmica sensible a temperatura alta y en un dispositivo de almacenamiento energético electroquímico que usa sales fundidas como electrodos y/o electrolitos (DTU Energy, 2019; Lu y Yang, 2015) en las baterías de temperatura alta conocidas, como lo son las de tecnología de sulfuro de sodio (NaS) o cloruro de sodio-níquel (NaNiCl_2). El almacenamiento energético térmico por sales fundidas equivale a 75 % del Almacenamiento Energético Térmico (TES por sus siglas en inglés) desplegado usado para aplicaciones eléctricas y son la solución comercial (Fernández et al., 2019).

Es sensible al calor y, pues se le almacena en tanques aislados grandes para uso posterior. Se clasifica como almacenamiento energético térmico en líquidos (DTU Energy, 2019).

Los compuestos usados en la sal fundida son sales inorgánicas y su temperatura operativa es alrededor de 500 – 600 °C. Con esta temperatura, producen vapor supercalentado vía un intercambiador térmico para potenciar una turbina de vapor convencional y después generar electricidad. Esta tecnología ofrece densidad alta de energía y potencia (Lu y Yang, 2015). En consecuencia, se usa en centrales solares concentradas (CSP) (DTU Energy, 2019). Un componente principal es la tecnología de CSP que muestra en (Figure 2.41).

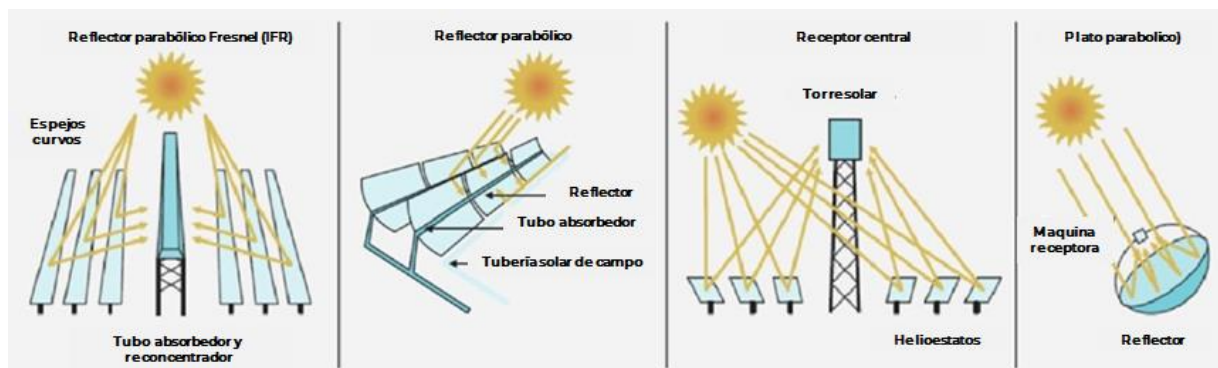


Figura 2.41. Tipos de tecnología de CSP. Fuente: (Fernández et al., 2019)

Mezclas de sales fundidas

Las sales de nitratos o nitruros se usan comúnmente en las tecnologías de almacenamiento de sal fundida, pero también los carbonatos como, por ejemplo, 60 % NaNO_3 y 40 % KNO_3 por peso y este material se llama “sal solar”. Tiene un punto de fusión de aproximadamente 222 °C. Esta sal no es agresiva en términos de corrosión de una variedad de metales y aleaciones, incluyendo aceros inoxidable y otras aleaciones ferrosas. (DTU Energy, 2019). Estas sales tienen propiedades termo físicas favorables y costo bajo para TES (Bell, Steinberg y Will, 2019). Algunas propiedades clave de las mezclas de sal de carbonato desarrolladas para CSP. Algunas propiedades clave de la mezcla de sal de carbonatos aparece en la Tabla 2.35.

Tabla 2.35. Punto de fusión y capacidades térmicas de las mezclas de sal de carbonato. Fuente: (DTU Energy, 2019)

Sistema	Temperatura (°C)	cp (J·g ⁻¹ ·°C ⁻¹ a 600 °C)
LiF-K ₂ CO ₃	482	1.85
LiF-Li ₂ CO ₃	608	1.88
NaF-Na ₂ CO ₃	690	1.78
Li ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃	503	2.03
Li ₂ CO ₃ -Na ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃	398	1.70
LiF-Na ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃	389	1.74
LiF-NaF-K ₂ CO ₃	422	1.81
LiF-KF-K ₂ CO ₃	438	-
LiF-NaF-Na ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃	423	1.85
LiF-NaF-Li ₂ CO ₃ -Na ₂ CO ₃	444	1.88

Componentes en un sistema de almacenamiento energético de sal fundida

Existen muchos tipos de sistemas de almacenamiento de sales fundidas, como lo son el acumulador de vapor de sal fundida, directo de dos tanques, indirecto de dos tanques y almacenamiento de concreto. La configuración típica para los Sistemas de Canaleta Parabólica (PTCs por sus siglas en inglés), el sistema indirecto de dos tanques de sal fundida con fluido de transferencia de calor (HTF por sus siglas en inglés) de aceite sintético (Figura 2.42).

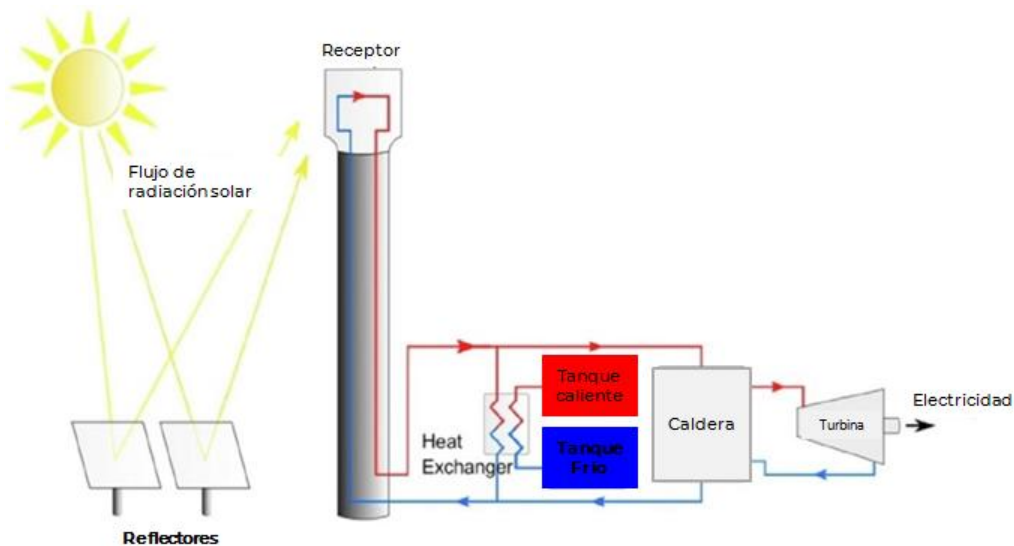


Figura 2.42. Concepto indirecto de dos tanques de sal fundida. Fuente: (Fernández et al., 2019)



Por lo tanto, los componentes en el sistema de almacenamiento de sal fundida son:

- Potencia solar concentrada, principalmente reflectores y receptores
- Intercambiador térmico
- Tanque caliente
- Tanque frío
- Caldera
- Turbina

Entrada/Salida

La entrada del almacenamiento energético es la energía térmica. La salida del almacenamiento energético es electricidad. La temperatura de la sal solar para almacenamiento energético es de entre 200 – 250 °C. La mezcla sugerida para almacenamiento energético es de 40% KNO_3 y 60% NaNO_3 por peso.

Eficiencia y pérdidas de energía

La eficiencia térmica de la torre de potencia solar es de entre 30 y 40 % (Islam, Huda, Abdullah y Saidur, 2018). Hay poca información acerca de la eficiencia energética, la energía y las pérdidas operativas debido a que el sistema de almacenamiento de energía de sal fundida siempre se asocia con CSP.

Características y capacidades típicas

La sal fundida es una tecnología para almacenar la energía térmica sensible en altas temperaturas y se usa en CSP. En el mundo, solo hay dos CSP con sal fundida. En consecuencia, las características y capacidades típicas dependerán del tamaño y la ubicación de la central.

Periodo de almacenamiento típico

El periodo de almacenamiento típico del almacenamiento de sal fundida en uso con CSP es de entre 6 y 10 h (Islam et al., 2018).

Capacidad de regulación

El almacenamiento energético térmico no es aplicable para requisitos de respuesta rápida (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015). En consecuencia, las sales fundidas pueden proporcionar las siguientes aplicaciones en la red, como lo son:

Tabla 2.36. Tipo de servicios que pueden proporcionar las sales fundidas. Fuente: (Luo et al., 2015)

Servicio	Puede proporcionarse
Gestión energética	✓
Control de picos	✓
Almacenamiento estacional	✓

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

Agua Prieta II, México

Esta central está diseñada para usar recolectores de canaleta parabólica (PTCs) pero no usa el TES de sal fundida, aunque sí puede usarla. El proyecto es una central de ciclo combinado solar integral (ISCC) llamada "Agua Prieta II" (Figura 2.43) y comenzó a operar el 1 de julio de 2018. Se considera como la primera ISCC en América Latina.



Figura 2.43. Estación de ciclo combinado Agua Prieta II. Fuente: (SENER, 2016)

La Tabla 2.37 muestra la descripción general Agua Prieta II.

Tabla 2.37. Descripción general del Proyecto Agua Prieta Fuente: (CENACE, 2019; NREL, 2013)

Propietario	Comisión Federal de Electricidad	Área de terreno	60 ha
Capacidad de turbina (Neta)	12 MW	Generación de electricidad	34,000 MWh/año
Capacidad de la turbina (Bruta)	14 MW	Tipo de proyecto	Comercial



Desarrollador	Abengoa Solar	Área de apertura de campo solar	85,000 m ²
# de ensamblajes de colector solar (SCA)	104	# de bucles	26
# de SCAs por bucle	4	Longitud de SCA	150 m
Fabricante del espejo	Rioglass	Tipo de fluido de transferencia térmica	Aceite térmico
Tipo de producción	Vapor Rankine	Inversión calculada	560,700,000 USD

Agua Prieta II tiene un factor de capacidad cercano a 0.3 (Figura 2.44).

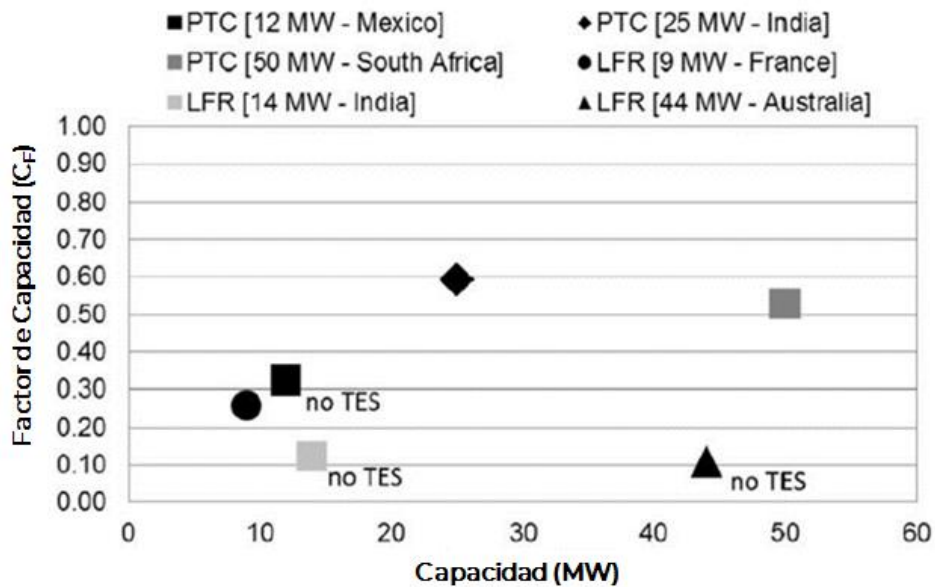


Figura 2.44. Factor de capacidad para PTCs y centrales de CSP de tecnología de reflectores lineales de Fresnel (LFRs). Fuente: (Fernández et al., 2019)

Central Solar Solana, EE. UU.

La Central generadora Solana es un proyecto eléctrico solar concentrante ubicado en Arizona. Comenzó su construcción en 2010 y comenzó a operar en 2013. Tiene una capacidad de 280 MW con una duración de 6 h (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020) a partir de la energía producida por un campo solar de 780 ha formado con 3232 PTCs (Figura 2.45). Su aplicación principal es para el cambio temporal de energía renovable (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020).



Figura 2.45. Central Solar Solana, EE. UU. Fuente. (NREL, 2015)

Ain Beni Mathar, Marruecos

La central eléctrica híbrida solar-por gas de Ain Beni Mathar es la primera en el mundo y la de mayor capacidad (470 MW) para proporcionar servicios. 20 MW de su capacidad se obtienen a partir de la energía producida por un campo solar de 62 hectáreas formado por 224 PTCs. Los 450 MW restantes provienen de un ciclo combinado convencional que comprende una turbina de vapor (150 MW) y dos turbinas de gas (150 MW x 2).



Figura 2.46. Central eléctrica Ain Beni Mathar. Fuente: (ABENGOA, 2019)



La Tabla 2.38 muestra la descripción general del proyecto de la Central Solar Solana.

Tabla 2.38. Descripción general del proyecto de la Central Solar Solana. Fuente: (NREL, 2015)

Propietario	Atlantica Yield & Liberty Interactive Corporation	Área de terreno	780 ha
Capacidad de turbina (Neta)	250 MW	Generación de electricidad	900,000 MWh/año
Capacidad de la turbina (Bruta)	280 MW	Tipo de proyecto	Comercial
Desarrollador	Abengoa Solar	Área de apertura de campo solar	2,200,000 m ²
# de ensamblajes del recolector solar (SCA)	3232	# de bucles	808
# de SCAs por bucle	4	# de módulos por SCA	10
Fabricante del espejo	Abengoa Solar (E2)	Tipo de fluido de transferencia térmica	Therminol VP-1
Tipo de producción	Vapor Rankine	Inversión calculada	2,000,000,000 USD
Tipo de almacenamiento	Indirecto de 2 tanques	Capacidad de almacenamiento	6 h
Descripción del almacenamiento	Sal fundida		

Ventaja/Desventaja

Las ventajas principales son (Fernández et al., 2019; Yang, Weng y Xiao, 2020):

- Corte en la variabilidad de potencia neta en tiempo real en caso de radiación solar mezclada
- Extensión del periodo de producción completo
- Eficiencia faradaica alta
- Tasa de reacción alta
- Baja temperatura (< 500 °C)
- Rearreglo de producción hacia los periodos de precio alto

La desventaja principal es (Yang et al., 2020):

- Medio corrosivo
- Estabilidad baja de materiales de electrodos



Ambiente

En general, este tipo de almacenamiento se asocia con la generación de la energía eléctrica mediante CSP. Se considera como un impacto mayor sobre el uso de tierra asociado con campos de concentración solar, aunque el almacenamiento no es por sí solo la causa de este impacto.

Investigación y desarrollo

Como la tecnología depende del aislamiento para mantener la temperatura arriba del punto de fusión de la sal usada, se requieren mejores técnicas de aislamiento y materiales. Adicionalmente, la temperatura alta en combinación con las sales puede establecer requisitos estrictos sobre los materiales usados en tubos, válvulas, accesorios y contenciones en general. La investigación de esta tecnología es para operar en el mejor desempeño con temperaturas por encima de 560 °C y los materiales de cambio de fase (PCMs) en sus sistemas de almacenamiento térmico (Bell et al., 2019).

Otros retos son (Islam et al., 2018):

- Desempeño térmico y economía de los medios de almacenamiento
- El impacto de tipos diferentes de sistemas de TES puede reducir el costo y aumentar la eficiencia de CSP

Predicción de desempeño y costos

La mayoría de los datos presentados para la sal fundida se obtuvieron de (Epp, 2018) y (Fedato et al., 2019) porque el diseño se basa en las mismas capacidades operativas del sistema de almacenamiento energético. La eficiencia de ciclo completo y las pérdidas energéticas en el proceso de almacenamiento son el valor promedio obtenido a partir de un número pequeño de referencias revisado por autores diferentes.

Se supone que el tiempo de respuesta de inactivo a potencia total la sal fundida es muy similar al de CAES porque la respuesta técnica de la tecnología es comparable debido a que el equipo de generación de energía es el mismo. Estos datos se obtuvieron de (Agencia Danesa de Energía, 2019). El componente de inversión específica, energía y capacidad se obtuvo a partir de la consulta con el analista del proyecto GRIDSOL (Ver: <https://www.gridsolproject.eu/>) mediante la Agencia Danesa de Energía.

Se espera que la sal fundida no tenga una variación relevante en el futuro cercano debido a su madurez tecnológica.

Incertidumbre

Adicionalmente, el almacenamiento energético de aire comprimido (CAES), baterías de sulfuro de sodio, volante (baja velocidad), sal fundida y iones de litio están en la etapa de tecnología de despliegue, pero sus requisitos de capital y riesgo tecnológico son altos.

La mayoría de las incertidumbres para la sal fundida no tendrán una variación debido a su



penetración limitada de tecnología. El almacenamiento energético por sal fundida es una tecnología de despliegue y sus requisitos principales y riesgo tecnológico son altos. La incertidumbre para las pérdidas energéticas durante el almacenamiento es el mismo que en (Epp, 2018; Trabelsi, Chargui, Qoaidar, Liqreina y Guizani, 2016).

La incertidumbre para el componente de inversión específica, energía y capacidad se obtuvo a partir de la consulta con el analista del proyecto GRIDSOL mediante la Agencia Danesa de Energía.

Ficha técnica

Technology	Molten Salt								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
Energy/technical data				Lower	Upper	Lower	Upper		
Form of energy stored	Thermal								
Application	CSP Plant /Energy intensive/ 9 h								
Energy storage capacity for one unit (MWht)	1362	1362	1362	1362	1362	1362	1362		[1]
Output capacity for one unit (MWth)	150	150	150	150	150	150	150	A	[1]
Input capacity for one unit (MWth)	256	256	256	256	256	256	256		[1]
Round trip efficiency (%)	95	95	95	95	95	95	95	Average	[1], [3], [2]
- Charge efficiency (%)	97	97	97	97	97	97	97		
- Discharge efficiency (%)	97	97	97	97	97	97	97		
Energy losses during storage (%/day)	3	3	3	1	5	1	5		[2], [4]
Forced outage (%)	n.a.								
Planned outage (weeks per year)	n.a.								
Technical lifetime (years)	30	30	30	30	30	30	30		[1]
Construction time (years)	n.a.								
Lifetime in total number of cycles	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000		[2]
Regulation ability									
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	700	700	700	700	700	700	700	I	[5]
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	-								
Financial data									
Specific investment (MUSD per MWht)	0.221	0.215	0.211	0.218	0.228	0.212	0.220	B, E	[3]
- energy component (MUSD\$/MWht)	0.022	0.016	0.013	0.02	0.03	0.014	0.022	D,H	[3]
- capacity component (MUSD\$/MW)	1.056	1.056	1.056	1.056	1.056	1.056	1.056	C	[3]
- other project costs (M\$/MWh)	n.a.								
Fixed O&M (kUSD\$/MW)	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	C1	[1]
Variable O&M (USD\$2018/MWh)	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	C2	[1]
Technology specific data									
Alternative Investment cost (M\$USD/MW)	1.175	1.141	1.124	1.162	1.216	1.130	1.173	F	[1]
Specific power (W/kg)	14	14	14	8	21	8	21	G	[2]
Power density (W/m ³)	26	26	26	14	38	14	38	G	[2]
Specific energy (Wh/kg)	75	75	75	40.0	110.0	40.0	110.0		[2]
Energy density (Wh/m ³)	138	138	138	75.0	200.0	75.0	200.0		[2]

Notas:

- A. El valor se infiere a partir de la referencia [2], a partir de la capacidad base y los valores de almacenamiento propuestos para el análisis
- B. Esto comprende por la referencia [2] y [6]. Se infiere por medio de datos previos del componente energético, el componente de capacidad y la capacidad nominal C. Las unidades se adaptaron para referencia



- C1. Con costo de O&M fijo de la turbina de vapor a 10.1kUSD/MW, y costos fijos de O&M del almacenamiento energético térmico a 8.0kUSD/MW
- C2. Con costo de O&M variable de la turbina de vapor a 0.4 USD/MW, y costos variables de O&M del almacenamiento energético térmico a 0.3kUSD/MW
- D. En la información obtenida por analistas del proyecto Gridsol, se menciona una indicación de que el rango para 2020 ha sido de entre 18,000 (central grande) y 30,000 (central pequeña) €/MWh-th. Estos datos se consideraron en la incertidumbre de referencia de 2020
- E. Los costos por kilowatt hora también dependen de la temperatura de almacenamiento, porque esta temperatura tiene influencia sobre cuánta energía se almacena, en vista de los mismos gastos de capital. Por ejemplo, almacenar calor a 550 °C puede doblar la capacidad de almacenamiento con comparación con el calor a 400 °C, lo cual significa que los costos por kilowatt-hora se cortarían a la mitad
- F. Almacenamiento energético térmico expresado por capacidad en referencia [2]
- G. Depende de la conversión de potencia/intercambiador térmico y deriva de las características residuales mencionadas en la ficha
- H. Se obtuvo una indicación de incertidumbre por un rango similar de incertidumbre de 2020.
- I. La evaluación cualitativa por los autores se basa en dicha consideración sobre almacenamiento de sal fundida comparte características con CAES en un grado en que se aplica el intercambiador térmico y la turbina (impulsada por aire caliente o vapor). Por lo tanto, espere tiempos de respuesta similares

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "Molten_Salt.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"

Referencias

ABENGOA. (2019). ABENGOA Innovative solutions for sustainability. Recuperado el 05 de 09 de 2019, de <http://www.abengoa.es/htmlsites/boletines/en/febrero2011/abeinsa.html>

Bell, S., Steinberg, T., & Will, G. (2019). Corrosion mechanisms in molten salt thermal energy storage for concentrating solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 109328. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109328>

CENACE. (2019). Mexico Projects. Retrieved from https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/540-cenace-subasta-electrica-de-largo-plazo-central-de-ciclo-combinado-agua-prieta/

Danish Energy Agency. (2019). Technology Data for Energy Storage. Copenhagen, Denmark. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

DTU Energy. (2019). Energy storage technologies in a Danish and international perspective.

Epp, B. (2018). Molten salt storage 33 times cheaper than lithium-ion batteries. Retrieved November 26, 2019, from <https://www.solarthermalworld.org/news/molten-salt-storage-33-times-cheaper-lithium-ion-batteries>



- Fedato, E., Baldini, M., Riva, A. D., Alvarez, D. F. M., Wiuff, A. K., Hethey, J., ... Estebarez, J. M. (2019). Feasibility analysis of GRIDSOL technology in Fuerteventura: A case study. *The Journal of Engineering*, 2019(18), 5208–5213. Retrieved from <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/joe.2018.9285>
- Fernández, A. G., Gomez-Vidal, J., Oró, E., Kruizenga, A., Solé, A., & Cabeza, L. F. (2019). Mainstreaming commercial CSP systems: A technology review. *Renewable Energy*, 140, 152–176. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.049>
- Islam, M. T., Huda, N., Abdullah, A. B., & Saidur, R. (2018). A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 987–1018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.097>
- Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>
- Lu, X., & Yang, Z. (2015). Chapter 5 - Molten salt batteries for medium- and large-scale energy storage. In C. Menictas, M. Skyllas-Kazacos, & T. M. Lim (Eds.), *Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage* (pp. 91–124). Woodhead Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-013-2.00005-4>
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511–536. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- NREL. (2013). Agua Prieta II. Retrieved from <https://solarpaces.nrel.gov/agua-prieta-ii>
- NREL. (2015). Solana Generating Station. Retrieved December 16, 2019, from <https://solarpaces.nrel.gov/solana-generating-station>
- SENER. (2016). The Agua Prieta II in Mexico. *Noticias*, 52, 34. Retrieved from <http://www.revistanoticias.sener/uploads/files/noticias-52.pdf>
- Trabelsi, S. E., Chargui, R., Qoaid, L., Liqreina, A., & Guizani, A. (2016). Techno-economic performance of concentrating solar power plants under the climatic conditions of the southern region of Tunisia. *Energy Conversion and Management*, 119, 203–214. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.033>
- Yang, J., Weng, W., & Xiao, W. (2020). Electrochemical synthesis of ammonia in molten salts. *Journal of Energy Chemistry*, 43, 195–207. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.09.006>
- Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>



2.7 Almacenamiento de energía con aire comprimido

Descripción tecnológica breve

Un Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido (CAES por sus siglas en inglés) almacena energía cinética en forma de aire comprimido en un reservorio aumentando la presión con un compresor de gas. Los reservorios de aire de gran volumen por lo general son cavernas, las cuales son esenciales para centrales de CAES a gran escala. Para encontrar cavernas de almacenamiento adecuadas para el aire comprimido, se pueden usar depósitos de sal natural viejos o yacimientos de gas agotados. Los costos son significativamente menores en donde esté disponible una caverna existente y adecuada. Construir una caverna especializada para retener el aire comprimido aumenta dramáticamente los costos del almacenamiento energético (IRENA, 2017).

El calor generado durante la compresión puede almacenarse para aumentar la eficiencia de ciclo completo. Durante la descarga, el aire de la caverna o contenedor presurizado se libera e impulsa el expansor de un expansor turbo, de pistones o radial. Antes de la expansión, el aire comprimido debe precalentarse para evitar el congelamiento del expansor. En caso de que el calor de la compresión se use para precalentar el aire antes de la expansión, el proceso es adiabático (A-CAES por sus siglas en inglés). Si la entrada térmica externa se usa para precalentar el aire por combustión, el proceso es diabático (D-CAE por sus siglas en inglés S) (EASE-EERA, 2017).

Para compensar la caída de la temperatura, la tecnología CAES se usa en combinación con la combustión en turbina de gas. Por lo tanto, el CO₂ se libera en el CAES tradicional (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019).

Los sistemas de almacenamiento adiabático energético por aire comprimido (AA-CAES, a veces llamado almacenamiento adiabático avanzado de energía por aire comprimido, AA-CAES) son un concepto desarrollado más recientemente que aborda esta cuestión. En el concepto de A-CAES, el calor que por lo general se liberará a la atmósfera durante la fase de compresión se almacena en un sistema de almacenamiento energético térmico (TES). Este calor se añade de regreso por medio de intercambiadores térmicos al aire en expansión que se libera desde la reserva durante la operación del modo de expansión.

Esto habilita que los sistemas de A-CAES conviertan la energía en el aire comprimido sin involucrar un proceso de combustión y evitando emisiones relacionadas (IRENA, 2017). En contraste con esto, los sistemas de CAES convencionales son diabáticos debido al intercambio de calor entre el sistema de almacenamiento y el medio ambiente. La Figura 2.47 hace una comparación esquemática de estos dos sistemas.

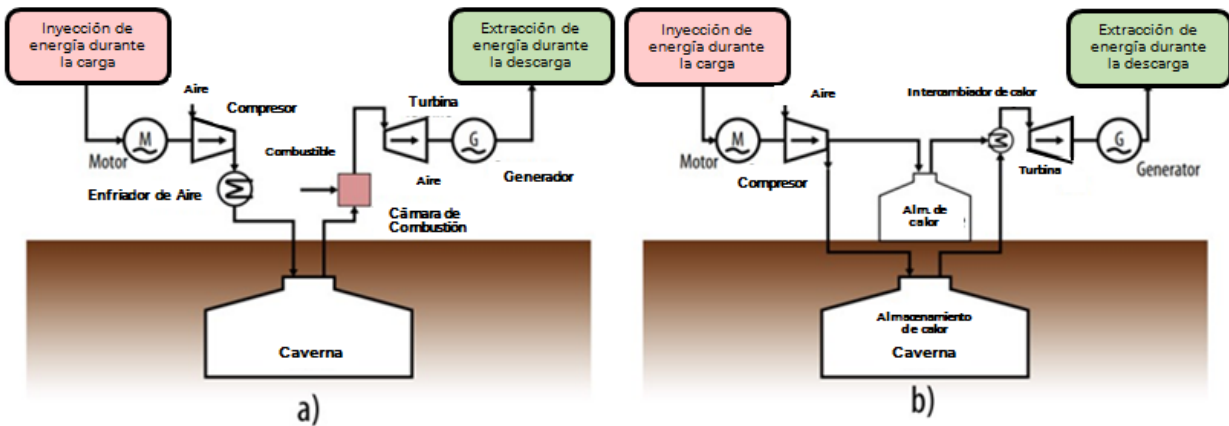


Figura 2.47. Diagrama esquemático de los sistemas de CAES diabáticos (a) y adiabáticos (b). Fuente: (IRENA, 2017)

Por lo general, el sistema CAES se usa para almacenamiento a gran escala con capacidades de ciclaje frecuentes porque es una tecnología efectiva en costos, madura y confiable (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020).

Principio mecánico

El CAES almacena energía mecánica y la entrada es electricidad para impulsar un compresor de aire. El aire comprimido puede almacenarse subsecuentemente en tanques de presión o en grandes cantidades en cavidades subterráneas, en donde dichas formaciones están disponibles. Cuando se requiere la liberación del almacenamiento almacenado, el aire comprimido se usa para impulsar una turbina capaz de generar electricidad. La expansión de aire se asocia con una caída de temperatura, la cual genera una pérdida de energía (DTU Energy, 2019).

Componentes en el sistema de CAES

Los componentes principales en el sistema de CAES adiabático son (Komarnicki, Lombardi y Styczynski, 2017):

- Compresor de presión baja
- Interenfriador
- Compresor de presión alta
- Motogenerador
- Almacenamiento energético térmico
- Caverna o, en potencia, otros contenedores de presión artificial alternativos.
- Intercambiador térmico
- Turbina



Entrada/Salida

La entrada del sistema CAES es energía eléctrica, la cual se convierte a energía mecánica en el proceso. Para sistemas de CAES diabáticos, se necesita combustible adicional para potenciar la turbina de gas.

La salida del sistema de CAES es energía eléctrica. El CAES diabático libera calor en el ambiente, mientras que el A-CAES contiene el calor que sale del proceso de conversión en el TES.

Eficiencia y pérdidas de energía

La descarga diaria es de alrededor de 0 % (Nadeem, Hussain, Tiwari, Goswami y Ustun, 2019). La eficiencia energética para el sistema de CAES con base en centrales operativas es de 42 a 55 % (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020). Como solo hay dos centrales comerciales en todo el mundo, hay poca experiencia en términos de la operación a pesar de su madurez tecnológica. Por lo tanto, hay una investigación continua sobre cómo puede mejorarse más la eficiencia. Hay poca información acerca de la eficiencia energética, energía y pérdidas operativas debido a que ahora hay solo dos centrales de CAES.

Características y capacidades típicas

Las características y capacidades típicas aparecen en la Tabla 2.39.

Tabla 2.39. Características típicas del sistema CAES. Fuente: (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020; Nadeem et al., 2019)

Características	Valor
Densidad de potencia (kW/m ³)	0.04 – 10
Densidad de energía (kW/m ³)	0.4 – 20
Densidad energética (Wh/kg)	3 – 60
Eficiencia de ciclo (%)	41 – 90
Tiempo de vida (ciclo)	> 104
Capacidad comercial instalada (MW)	35 – 300
Tiempo de vida (años)	20 – 40

Periodo de almacenamiento típico

El periodo de almacenamiento típico para CAES es de aproximadamente 8 horas (Kaldemeyer, Boysen y Tuschy, 2016).



Capacidad de regulación

El CAES se usa por lo general para la gestión de la red, pero se espera que se use para integrar recursos energéticos renovables (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020). Las aplicaciones en la red son:

Tabla 2.40. Tipo de servicios que puede proporcionar el CAES. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Arbitraje energético	√
Respuesta secundaria	√
Respuesta terciaria	√
Reemplazo de emergencia	√
Arranque en negro	√
Almacenamiento estacional	√
Diferimiento de inversión en T&D	√
Gestión de congestiones	√

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

No hay un mercado vivo para las centrales de CAES. Aunque el concepto de CAES se ha considerado favorable para el almacenamiento energético por muchos años para almacenar energía variable, renovable, solo dos centrales se han materializado hasta el presente, la primera en Huntorf, Alemania, en 1978 y la segunda en McIntosh, Alabama, EE. UU., en 1991.

La central Huntorf usa 0.8 kWh de electricidad y 1.6 kWh de gas para producir 1 kWh de electricidad y fue la primera central de CAES en el mundo cuando se puso en marcha en 1978. La central McIntosh, más reciente, incluye un recuperador, el cual recicla el calor desechado de la corriente del escape y usa 0.69 kWh de electricidad y 1.17 kWh de gas para producir 1 kWh de electricidad.

Tabla 2.41. Comparación de ejemplos diferentes del sistema CAES. Fuente: (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)

Características / Sistema CAES	Hunfort, Alemania (1978)	McIntosh, EE. UU. (1991)
Potencia de turbina / Tiempo de descarga	Antigua 290 MW / 2 h Nueva 320 MW / ~3 h	110 MW / 24 h



Características / Sistema CAES	Hunfort, Alemania (1978)	McIntosh, EE. UU. (1991)
Potencia de compresión / Tiempo de carga	60 MW / 8 h	50 MW / 38 h
Relación de potencia	0.19	0.45
Relación de tiempo de carga/descarga	2.7	1.6
Eficiencia Consumo térmico	42 % 6700 BTU / kWh (sin recuperador de calor)	54 % 4100 BTU / kWh (con recuperador de calor)
Disponibilidad Confiabilidad Confiabilidad de arranque	90 % 97 % 95 %	90 % 97 % 95 %
Caverna	2 x 150,000 m ³ (caverna de sal)	538,000 m ³ (caverna de sal)

Ventaja/Desventaja

Hay solamente dos sistemas de CAES, llamados central Huntorf (Alemania, 1978) y McIntosh (EE. UU., 1991). En consecuencia, las ventajas y desventajas son acerca de estas plantas. Ventajas (Agencia Danesa de Energía, 2019; Koohi-Fayegh y Rosen, 2020):

- La central de CAES puede proporcionar almacenamiento energético importante (por lo general alrededor de algunos GWh por central) en costos relativamente bajos (aproximadamente (en 2033 en USD) \$1/kWh a \$40/kWh. La central tiene flexibilidad prácticamente ilimitada para proporcionar gestión de carga relevante al nivel de servicio público o regional.
- Los expansores tienen un rango grande y pueden usarse con facilidad de manera modular. Las unidades turboexpansoras comerciales varían en tamaño de 10 -20 MWca (Rolls Royce-Allison) a 135 MWca (Dresser-Rand) a 300-400 MWac (Alstom).
- La tecnología de CAES puede optimizarse con facilidad para condiciones y economía de las condiciones del sitio.
- Las centrales de CAES son capaces de realizar arranque de emergencia. Tanto las centrales Huntorf como McIntosh tienen una capacidad de arranque de emergencia que se requiere ocasionalmente. (EPRIDOE, 2003)
- Las centrales de CAES tienen un tiempo de arranque rápido. Si una central CAES se opera como una reserva centrífuga caliente, puede alcanzar capacidad máxima dentro de algunos minutos.
- Los tiempos de arranque de emergencia a partir de condiciones frías en las centrales Huntorf y McIntosh son de aproximadamente 5 minutos. Sus tiempos de arranque normal



son de aproximadamente 10 a 12 minutos.

- Las centrales de CAES tienen una velocidad de rampa de aproximadamente 30% de la carga máxima por minuto.
- Una central de CAEs puede y de hecho opera como condensador síncrono cuando se abren ambos embragues (desconectar el motogenerador del tren del compresor y el tren expansor) y el motogenerador se sincroniza a la red. La potencia reactiva puede inyectarse y retirarse de la red modulando los voltajes del excitador. Tanto la central Huntorf como McIntosh se usan de este modo. Como esta operación no requiere el uso de aire almacenado, el operador de la central puede elegir operar la central en este modo por tanto tiempo como sea necesario.
- El CAES puede tener en potencia una capacidad de almacenamiento de energía alta si una caverna con un volumen de gas grande está disponible.
- El CAES es una tecnología con madurez técnica. Principalmente, usa un compresor y tecnología de turbina.

Desventajas (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019):

- Para el CAES tradicional, el uso de gas natural implica emisiones de CO₂.
- La ubicación geográfica se limita a lugares en donde la presión alta del aire puede almacenarse en cantidades suficientes. Varias formaciones geológicas subterráneas son adecuadas, pero la restricción pone limitaciones a dónde puede almacenarse el CAES.
- En la forma básica (sin almacenamiento térmico intermedio) el CAES muestra una electricidad relativamente baja para la eficiencia eléctrica en aproximadamente 45% sin recuperación.
- Fuga de aire en las paredes de las cavernas
- En México, las cuevas son por lo general áreas difíciles de acceder y lejanas a los centros de demanda
- Se requieren algunas precauciones de seguridad para usar sistemas con presión de gas demasiado alta.
- La eficiencia es variable en cada CAES debido a que depende de la ubicación, el tamaño de la cueva y el terreno

Ambiente

Los impactos ambientales principales por operar una central de CAES, con excepción de la impronta superficial, se relacionan con el uso de la energía fósil en la fase de expansión. La preparación de nuevas cavernas de sal se asocia con inquietudes ambientales, porque los metales pesados se disuelven juntos con la sal puesto que la caverna se mina con solución. (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019). También se consideran algunos impactos menores para el paisaje.

Investigación y desarrollo

Por el momento, el CAES alcanza una eficiencia de ciclo completo relativamente baja, las centrales en operación alcanzan una tasa de eficiencia de viaje redondo de entre 40 a 54% (en particular debido a las pérdidas de calor durante la etapa de compresión y el hecho de que el compresor y expansor no pueden acoplarse a un eje) (EASE/EERA, 2017).



Los esfuerzos de investigación y desarrollo para CAES se dirigen hacia mejorar la eficiencia de ciclo redondo relativamente baja almacenando de manera intermedia el calor generado en la fase de compresión y reutilizarlo durante la fase de expansión (A-CAES). (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019)

Hoy día, todas las reservas de aire comprimido son de tipo de volumen constante y su salida de potencia no es constante una vez que la presión de la reserva quede debajo de la presión de entrada máxima del expansor. El enfoque del almacenamiento de presión constante sería más ventajoso a partir del punto de vista de eficiencia de la compresión y expansión. (EASE/EERA, 2017).

El CAES a escala pequeña en la superficie se ha sometido recientemente a un desarrollo rápido. Puede usarse como alternativa para la batería para aplicaciones industriales, como lo son Suministros eléctricos ininterrumpibles (UPS por sus siglas en inglés) y sistemas de potencia de respaldo. Los sistemas de batería de aire comprimido por parte de Flowbattery (antes Pnu Power), con sede en el Reino Unido) se comercializó recientemente con éxito. Usa aire comprimido preparado previamente a partir de cilindros de aire para impulsar una combinación de expansor espiral y un generador para producir electricidad. (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015).

Predicción de desempeño y costos

La mayoría de los datos presentados para el CAES se obtuvieron de (IRENA, 2017) y (Agencia Danesa de Energía, 2019) porque el diseño se basa en las mismas capacidades operativas del sistema de almacenamiento energético. Las pérdidas energéticas durante el almacenamiento y el tiempo de vida técnico se obtuvieron para el promedio entre varios autores. El CAES no tendrá una variación en este periodo debido a su madurez tecnológica.

Los costos de capital para CAES adiabático son altos. El costo de capital es de 400 – 1500 USD/kW (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020).

Incertidumbre

La mayoría de las incertidumbres de CAES no tendrá ninguna variación en este periodo debido a su madurez tecnológica. La incertidumbre de la eficiencia de carga, el corte forzado y planificado, el tiempo de construcción, el tiempo de respuesta de inactividad a descarga, la O&M fija y variable son iguales que (Agencia Danesa de Energía, 2019) para mantener consistencia entre los datos.

Los costos de capital del sistema de CAES dependen de las formaciones geológicas. Por ejemplo, para la caverna de sal, es 1 USD/kW y para la roca dura es de 30 USD/kW. Es por esto por lo que deben tomarse en cuenta las formaciones geológicas. De otro modo, el grado de incertidumbre será alto (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020).



Ficha técnica

	Compressed Air Energy Storage								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
Energy/technical data				Lower	Upper	Lower	Upper		
Form of energy stored	Mechanical and chemical								
Application	Energy Shifting								
Energy storage capacity for one unit (MWh)	8500	8500	8500	8500	8500	8500	8500		[1]
Output capacity for one unit (MW)	1060	1060	1060	1060	1060	1060	1060		[1]
Input capacity for one unit (MW)	1060	1060	1060	1060	1060	1060	1060		[1]
Round trip efficiency (%)	64	71	72	55	64	64	71		[3]
- Charge efficiency (%)	80	84	85	80	80	80	84		[3]
- Discharge efficiency (%)	80	84	85	69	80	80	84		[3]
Energy losses during storage (%/day)	0.5	0.5	0.5	0	0.5	0	0.5		[2], [3], [9]
Auxiliary electricity consumption (% of output)									
Forced outage (%)	5	4	4	5	5	5	4		[3]
Planned outage (weeks per year)	5	4	3	5	5	5	4		[3]
Technical lifetime (years)	40	40	40	35	45	35	45	Average	[3], [8], [9]
Construction time (years)	3	3	3	2	3	2	3		[3]
Lifetime (total number of cycles)	50000	50000	50000	10000	100000	10000	100000		[1]
Regulation ability									
Idle to full discharge (sec)	700	1000	1000	500	1000	740	1350	F, G	[3]
Full charge to full discharge (sec)									
Financial data									
Specific investment (MUSD2020 per MWh)	0.238	0.224	0.206	0.136	0.278	0.132	0.260		[1]
-Energy component (MUSD2020/MWh)	0.048	0.044	0.034	0.002	0.077	0.002	0.071	B	[1]
-Capacity component (MUSD2020/MW)	0.781	0.693	0.630	0.331	0.869	0.294	0.771	C	[1]
-Other project costs (MUSD/MWh)	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093		[9]
Fixed O&M (kUSD2020/MW/year)	2.73	2.73	2.73	2.2	4.4	2.2	4.4		[3]
Variable O&M (USD2020/MWh/year)	2.73	2.73	2.73	2.2	3.3	2.2	3.3	E	[3]
Technology specific data									
Specific investment ((MUSD2020/MW)	1.912	1.794	1.651	1.093	2.232	1.056	2.086		[1]

Notas:

- A. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Inversión total por almacenamiento usable de kWh" y es verificable como resultado de: Almacenamiento energético + conversión de potencia/capacidad almacenable utilizable
- B. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación energética"
- C. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía".
- D. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como resultado de: Mantenimiento/Potencia de conversión instalada
- E. El costo de O&M variable puede variar dependiendo del precio del gas en caso de una central de CAES sustentada con una turbina de gas
- F. Si una central CAES se opera como una reserva centrífuga caliente, puede alcanzar capacidad máxima dentro de algunos minutos. Los tiempos de arranque de emergencia a partir de condiciones frías en las centrales Huntorf y McIntosh son de aproximadamente 5 minutos. Sus tiempos de arranque normal son de aproximadamente 10 a 12 minutos [3]



- G. La velocidad de rampa obtenible probablemente aumentará después de la aplicación de su energía térmica. Esto se debe a que el calor debe entregarse al material de almacenamiento, el cual es un proceso que no puede controlarse de manera independiente.

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "CAES.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"

Referencias

Active Power. (2018). Panel 5: Almacenamiento Mécanico - Volantes de inercia. Retrieved 07 25, 2019, from Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias: https://www2.ineel.mx/taller_almacenamientoenergia/documentos/pdf/mesa5_presentacion1.pdf

Danish Energy Agency-ENERGINET. (2019). Technology Data for Energy Storage. Retrieved 07 12, 2019, from https://ens.dk/en:https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

DTU Energy. (2019). Whitebook Energy Storage technologies in a Danish and international perspective.

EASE/EERA. (2017). Technical Annex. EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030.

EASE-EERA. (2017). EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030. Retrieved from https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/2017.01.16_Update-of-the-EASE-EERA-ES-Technology-Development-Roadmap_for-public-consultation.pdf

EPRI-DOE. (2003). Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications. Palo Alto and Washington DC.

IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy* (137), 511-536.

Danish Energy Agency. (2019). Technogy Data for Energy Storage. Copenhagen, Denmark. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

Kaldemeyer, C., Boysen, C., & Tuschy, I. (2016). Compressed Air Energy Storage in the German Energy System – Status Quo & Perspectives. *Energy Procedia*, 99, 298–313. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.120>

Komarnicki, P., Lombardi, P., & Styczynski, Z. (2017). Electric energy storage systems: Flexibility options for smart grids. *Electric Energy Storage Systems: Flexibility Options for Smart Grids*.



<https://doi.org/10.1007/978-3-662-53275-1>

Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>

Nadeem, F., Hussain, S. M. S., Tiwari, P. K., Goswami, A. K., & Ustun, T. S. (2019). Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access*, 7, 4555–4585. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2888497>

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

2.8 Supercondensador

Descripción tecnológica breve

Los supercondensadores son un tipo de dispositivo de almacenamiento de energía que tiene velocidad alta de carga y descarga, una alta densidad de potencia y una vida útil en ciclos prolongada. Los supercondensadores usan materiales de electrodos de área superficial alta y dieléctrica delgada. Se les considera como un dispositivo de almacenamiento energético y se llaman condensadores electroquímicos y ultracondensadores (Afif et al., 2019). Los elementos de un supercondensador son un electrodo positivo, material dieléctrico, electrodo negativo, voltaje y resistencia de carga (Figura 2.48). El almacenamiento energético ocurre cuando el voltaje se aplica en el sistema. En consecuencia, las cargas positivas se acumulan en la superficie de cada electrodo. El material dieléctrico que separa estas cargas genera un campo eléctrico que permite que los supercondensadores almacenen energía (Afif et al., 2019).

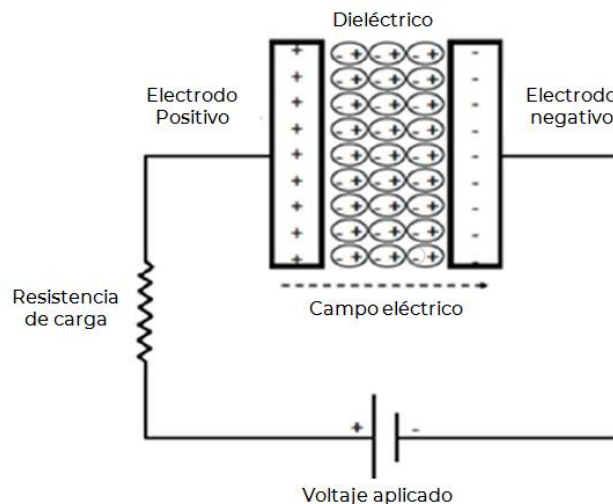


Figura 2.48. Diagrama esquemático del condensador convencional. Fuente: (Afif et al., 2019)

Cuando se carga un supercondensador, la energía se almacena en el material dieléctrico en un campo electrostático. Su voltaje operativo máximo depende de las características de degradación del material dieléctrico. Este mecanismo es altamente reversible. Por lo tanto, también se conocen los condensadores convencionales y electroquímicos (EC) y se conocen también como “supercondensadores” o “ultracondensadores” que almacenan carga eléctrica en una capa eléctrica doble en la interfaz entre el electrodo del carbono de área superficial alta y un electrolito líquido, el cual puede cargarse y descargarse miles de veces. El área superficial del electrodo determina la capacitancia y, por lo tanto, la capacidad de almacenamiento energético del dispositivo. La cantidad de energía que almacena un supercondensador es muy grande en comparación con un condensador estándar porque el área superficial enorme que generan los electrodos de carbono poroso y la separación de la carga muy pequeña generada en la capa doble. (EASE/EERA, 2017).

Los condensadores son adecuados para almacenar cantidades pequeñas de energía eléctrica y conducir un voltaje variante; tienen una densidad de potencia mayor y tiempo de carga más corto en comparación con las baterías convencionales. Sin embargo, tienen capacidad energética limitada, densidad energética relativamente baja y disipación energética alta debido a las pérdidas de autodescarga altas. De acuerdo con estas características, los condensadores pueden usarse para algunas aplicaciones de calidad de potencia, como lo son corrección de potencia de alto voltaje, alisamiento de la salida de los suministros de potencia, puenteo y recuperación de energía en sistemas de tránsito masivo. (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015)

Los supercondensadores pueden clasificarse como simétricos, asimétricos o híbridos (Berrueta, Ursua, Martin, Eftekhari y Sanchis, 2019). El fabricante de supercondensadores Maxwell Technologies menciona que sus aplicaciones principales están en el control de frecuencia de área, reserva rodante, estabilidad de línea de transmisión, sistema de control de inclinación de la turbina de viento y suministro eléctrico ininterrumpible (UPS) industrial (Maxwell Technologies, 2019).

Químicas de supercondensadores

El supercondensador puede almacenar energía por reacciones de adsorción superficial de las especies cargadas en un material de los electrodos. En consecuencia, pueden entregar miles de veces la potencia de una batería de la misma masa; aunque solo por tiempos más breves (Koohi-Fayegh y Rosen, 2020).

Componentes en un sistema de almacenamiento energético de supercondensador

Los componentes en el sistema de almacenamiento energético de supercondensador son colectores de corriente, electrodos, electrolito y membrana (Figura 2.49).

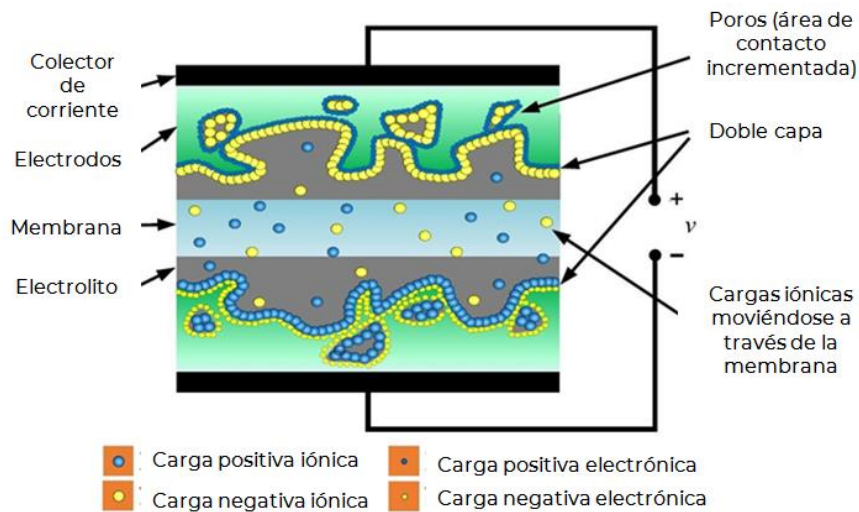


Figura 2.49. Componente principal de supercondensadores. Fuente: (Berrueta et al., 2019)



Entrada/Salida

La entrada y salida del supercondensador es la electricidad.

Eficiencia y pérdidas de energía

La capacitancia variable no es crítica para el desempeño del supercondensador y no representa una pérdida característica importante. Los fenómenos óhmicos pueden reducir la eficiencia energética debido a una caída de voltaje en el supercondensador (Berrueta et al., 2019).

Cuando la energía se almacena en un supercondensador por dos horas, las pérdidas en espera son de 36 % (Berrueta et al., 2019). Los supercondensadores tienen un rango amplio de eficiencia energética entre 60 y 100 % dependiendo de los materiales y el modo de operación (Koochi-Fayegh & Rosen, 2020).

Características y capacidades típicas

La Tabla 2.42 muestra las características y capacidades técnicas de los supercondensadores (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020).

Tabla 2.42. Características y capacidades típicas de los supercondensadores. Fuente: (Afif et al., 2019; Koochi-Fayegh y Rosen, 2020)

Características	Valor
Eficiencia de ciclo (%)	60 – 100
Densidad energética (Wh/kg)	1 – 15
Densidad de energía (kW/m ³)	1 - 30
Tiempo de vida (ciclos)	104 – 106
Densidad de potencia (kW/m ³)	15 – 120,000
Voltaje (V)	1.2 – 3.8

La tabla 2.43 muestra las características clave de acuerdo con la clasificación de los supercondensadores.

Tabla 2.43. Características clave de los supercondensadores. Fuente: (Berrueta et al., 2019)

Características	Asimétrica	Simétrica	Híbrida
Almacenamiento principal	Capa doble + Pseudo-capacitancia	Capa doble	Capa doble + Faradaica
Densidad energética (Wh/kg)	30	5	100

Características	Asimétrica	Simétrica	Híbrida
Densidad de potencia (kW/kg)	5	9	4
Temperatura operativa (° C)	-25 – 60	-40 – 80	-40 – 60
Electrodos típicos	Carbono, polímeros conductores y óxidos metálicos	Materiales del carbono	Materiales del carbono e intercalación
Electrolito típico	Acuoso	Orgánico	Orgánico
Aplicabilidad	Investigación de materiales y comercial temprana	Comercial	Investigación de fabricación y comercial

El supercondensador simétrico se considera cuando usa el mismo material de capa doble para ambos electrodos. Por otro lado, cuando los electrodos son diferentes, se dice que el supercondensador es asimétrico. Por último, un supercondensador utiliza un electrodo similar al condensador y un electrodo faradaico.

La Figura 2.50 muestra una comparación entre la densidad energética y de potencia de los condensadores electrolíticos, Capacitores de membrana fina, baterías de iones-litio y supercondensadores, además del tiempo de respuesta.

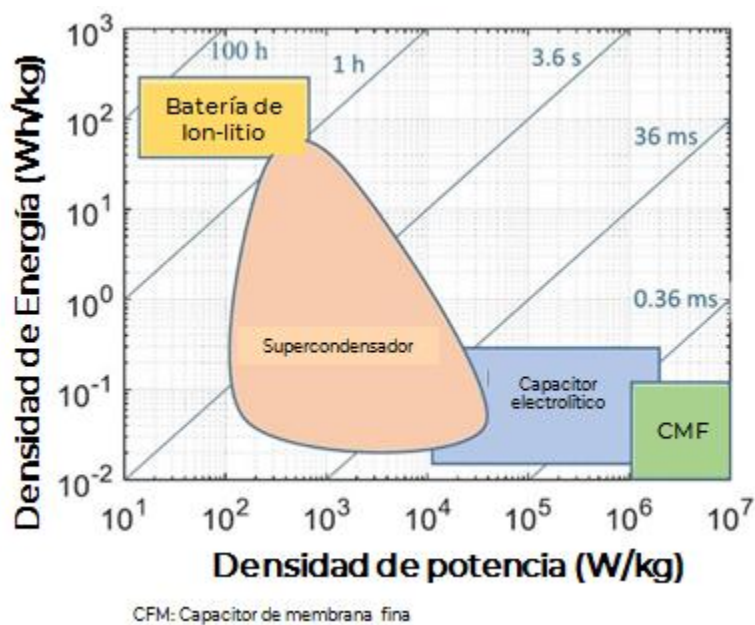


Figura 2.50. Gráfico de energía y densidad de potencia para sistemas de almacenamiento energético eléctrico. Fuente: (Berrueta et al., 2019)



Periodo de almacenamiento típico

El periodo de almacenamiento típico es de milisegundos a horas (Das et al., 2018).

Capacidad de regulación

El supercondensador tiene un tiempo de respuesta extremadamente rápido (por ej. 8 ms) (Das, Bass, Kothapalli, Mahmoud y Habibi, 2018). En consecuencia, puede ofrecer los siguientes servicios del sistema tales como:

Tabla 2.44. Tipo de servicios que pueden proporcionar los supercondensadores. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Respuesta primaria	√
Respuesta secundaria	√
Arranque en negro	√
Calidad de la potencia	√

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

Hasta ahora, para aplicaciones de la red, el uso más común de los supercondensadores en Sistemas Eléctricos Ininterrumpibles (UPS por sus siglas en inglés) () se ha complementado con muy pocos proyectos de demostración tales como la nivelación de cargas en servicios industriales (por ejemplo mejorando la eficiencia de grúas), un proyecto piloto de ENEA en Italia o un proyecto de 450 kW en Palmdale, en California (EE. UU.), para generación de viento y reserva de potencia de una microrred de 1.25 MW, usada para una central de tratamiento de agua (EASE-EERA, 2017).

En España hay un proyecto llamado “stoRE – La Palma”. Este proyecto se lo cofinancian el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (Unión Europea), Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (Gobierno de España), ENESA Company (sector privado) y varios socios industriales y centros de investigación (Mahmoudi, Ghaffour, Goosen y Bundschuh, 2017). La instalación stoRE – La Palma tiene un sistema de almacenamiento energético por supercondensadores de 4 MW/5 s para regulación de frecuencia (Figura 2.51). Los supercondensadores los suministro Ingeteam (Egido et al., 2015).



Figura 2.51. Supercondensador de La Palma. Fuente: (Mahmoudi, Chaffour, Goosen y Bundschuh, 2017)

El Supercondensador de La Palma está conectado a la red de voltaje medio (MV) mediante un convertidor electrónico de potencia y un transformador de MV/LV (Figura 2.52). Tiene 55.55 F y 1080 Vcd de capacitancia y voltaje del banco de supercondensador, respectivamente.

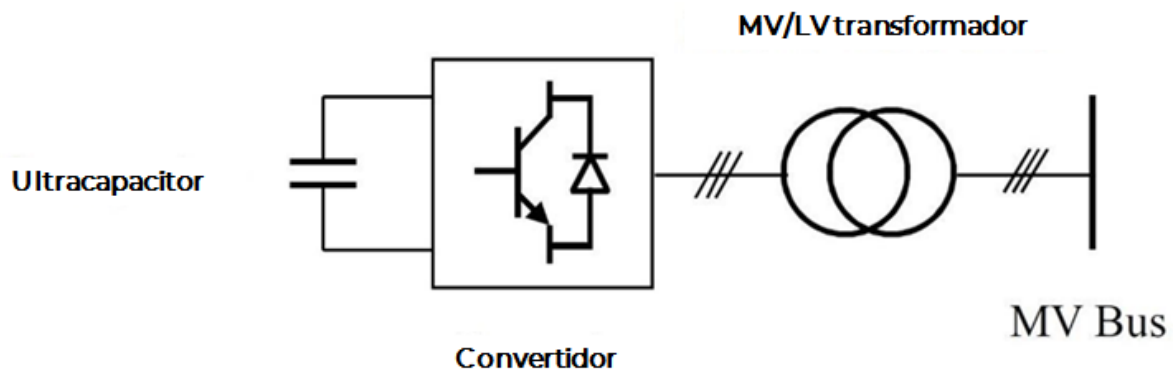


Figura 2.52. Representación en diagrama de bloques del Supercondensador de La Palma. Fuente: (Egido et al., 2015)

Ventaja/Desventaja

Ventaja (Agencia Danesa de Energía, 2013; Koohi-Fayegh y Rosen, 2020):

- Los supercondensadores son atractivos para una variedad de aplicaciones en redes eléctricas: tiempo de respuesta rápido en milisegundos, eficiencia de ciclo completo alta (más de 95%), alta densidad de potencia y tiempos vida calendarico y de ciclo prolongados.
- Los supercondensadores son interesantes por su capacidad para almacenar potencia muy



alta en un pequeño volumen y peso con alta estabilidad por un periodo prolongado.

- Densidad de potencia alta

Desventaja (EASE/EERA, 2013; Koohi-Fayegh y Rosen, 2020):

- La densidad energética baja y costos de capital altos (calculado en el rango de 1,100-2,000 €/kW, incluyendo costos de instalación) limitan el uso de supercondensadores en redes eléctricas a aplicaciones de potencia alta (hasta 10 MW) con un mayor interés a partir de los servicios eléctricos públicos, los cuales miran hacia estos dispositivos para la mejoría y confiabilidad del desempeño en una variedad de áreas, con niveles de potencia altos y con distribuciones de voltajes por arriba de los 600 V.
- Tiene posibles implicaciones ambientales tales como contaminación del suelo para el proceso de síntesis
- Interdependencia de las celdas
- El ciclo de vida es dependiente de desbalances de voltaje entre celdas y de umbrales máximos de voltaje
- Problemas de seguridad relacionados a químicos y voltaje

Ambiente

Como con las baterías, los supercondensadores presentan niveles de voltaje potencialmente peligrosos los cuales, para aplicaciones de la red, representan un riesgo incremental muy pequeño. Los electrolitos acuosos pueden contener materiales peligrosos, incluyendo hidróxido de potasio y cianuro de metilo. Adicionalmente, determinados electrolitos son inflamables, como es el acetonitrilo, que libera cianuro de hidrógeno cuando se quema.

Esto puede proporcionar un riesgo limitado en aplicaciones de la red, en donde hay un riesgo menor de liberación y la expectativa es que la instalación y el mantenimiento los realizaría solo personal capacitado. Como con las baterías, los supercondensadores deben desecharse o reciclarse adecuadamente al final de la vida. La mayoría de los materiales en los supercondensadores incluyen materiales comunes como lo son carbono, níquel, acero, aluminio y una variedad de plásticos. Los supercondensadores asimétricos avanzados usarían varios materiales que se usan en baterías avanzadas, como litio y vanadio. Es difícil calcular los requisitos totales del material, pero es improbable que sean mayores que para las baterías y este requisito debe colocarse en el contexto de que las aplicaciones objetivo para condensadores son las que tienen capacidad energética real limitada. (EASE-EERA, 2017).

Investigación y desarrollo

Dispositivos de potencia nuevos, transformacionales o complementarios más allá de los diseños de supercondensadores actuales pueden desempeñan un papel en el avance de almacenamiento a escala de red. Dichos dispositivos pueden ser condensadores asimétricos o híbridos con un aumento en energía específica, lo cual puede combinarse con una capa eléctrica doble (EDL por sus siglas en inglés) con un electrodo tipo batería y condensadores dieléctricos a gran escala, lo cual puede habilitarse con el desarrollo de materiales nuevos y procesos de producción.

Este diseño de dispositivos y módulos nuevos tendrá influencia en los desempeños y costos de fabricación, lo cual puede lograrse con la producción masiva de electrodos nuevos, mejoría en



los desempeños de las celdas y optimizaciones de dispositivos (EASE-EERA, 2017):

- La síntesis y el desarrollo de nuevos materiales de bajo costo y desempeño alto para electrodos para óxidos metálicos/nitruros, nanotubos de carbono (CNT), nanofibras (CNFs), grafeno, carbonos duros a base de grafito, carbonos derivados de carburos, geles de carbono y otros nanomateriales (nanopartículas en nanoestructuras 1D/2D/3D).
- Optimización de la fabricación del electrodo y aumento de escal del proceso y de la tecnología relacionada;
- El desarrollo de materiales de electrolitos de bajo costo y amigables con el ambiente con una ventana de voltaje más amplia como lo son electrolitos acuosos y de polímeros neutros, nueva formulación de mezclas de electrolitos orgánicos, líquidos iónicos innovadores (IL por sus siglas en inglés). Por lo tanto, líquidos iónicos y otros sistemas acuosos pueden permitir mayores rangos de voltaje con temperaturas operativas amplias y conductividad alta. Adicionalmente, las mezclas de solventes de líquidos iónicos con solventes de voltaje alto como se desarrollan en baterías de iones de litio (aditivos/solventes nuevos);

Probar y demostrar supercondensadores puede ayudar a validar el tiempo de vida de la tecnología, las velocidades de rampa y otras características de desempeño que se necesitan. Los diagnósticos y el modelado pueden ayudar a proporcionar un entendimiento de las limitaciones de diseños de condensadores electroquímicos actuales y puede ayudar a impulsar el desarrollo de electrodos de energía alta, la optimización de procesos con electrodos nuevos y el escalado de fabricación con electrodos nuevos, además del nuevo diseño de la celda. (EASE-EERA, 2017).

El desempeño depende de la elección de materiales para cátodos y ánodos tales como aditivos, grafeno y ánodos híbridos basados en grafeno (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020). Por otro lado, la investigación de los supercondensadores se centra en el diseño, la ciencia de materiales e ingeniería, aplicación y fabricaciones de supercondensadores híbridos en 2019 (Berrueta et al., 2019).

Predicción de desempeño y costos

La Tabla 2.45 muestra un costo de capital de energía y potencia ejemplar para los supercondensadores de 2014.

Tabla 2.45. Costo de capital para los supercondensadores. Fuente: (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020)

Costo de capital	Valor
Energía (\$/kWh)	10,000
Potencia (\$/kW)	130 – 515

Incertidumbre

Las incertidumbres no se hicieron debido a que no hay información disponible acerca del sistema de almacenamiento a partir de supercondensadores conectados directamente a la red.



Ficha técnica

Hoy día, los supercondensadores están en la etapa de tecnología de demostración y, por lo tanto, no hay datos de almacenamiento energético al nivel de la red eléctrica. En consecuencia, esta sección no se realizó.

Referencias

EASE/EERA. (2017). EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030.

EASE-EERA. (2017). Technical Annex EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030. Retrieved from <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Annex-06.pdf>

Afif, A., Rahman, S. M. H., Azad, A. T., Zaini, J., Islan, M. A., & Azad, A. K. (2019). Advanced materials and technologies for hybrid supercapacitors for energy storage – A review. *Journal of Energy Storage*, 25, 100852. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100852>

Berrueta, A., Ursua, A., Martin, I. S., Eftekhari, A., & Sanchis, P. (2019). Supercapacitors: Electrical Characteristics, Modeling, Applications, and Future Trends. *IEEE Access*, 7, 50869–50896. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2908558>

Das, C. K., Bass, O., Kothapalli, G., Mahmoud, T. S., & Habibi, D. (2018). Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 1205–1230. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>

EASE/EERA. (2013). European Energy Storage Technology Development Roadmap Toward 2030. Retrieved from <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Roadmap-04.pdf>

Egido, I., Sigrist, L., Lobato, E., Rouco, L., Barrado, A., Fontela, P., & Magriñá, J. (2015). Energy storage systems for frequency stability enhancement in small-isolated power systems. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(13), 820–825. <https://doi.org/10.24084/repqj13.002>

Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>

Mahmoudi, H., Ghaffour, N., Goosen, M. T. F. A., & Bundschuh, J. (2017). Renewable energy technologies for water desalination. *Renewable Energy Technologies for Water Desalination*. <https://doi.org/10.1201/9781315643915>

Maxwell Technologies. (2019). Datasheet: 204 V 3.75 F Ultracapacitor Module. Retrieved from https://www.maxwell.com/images/documents/240V_3_75F_ds_3001973_datasheet.pdf

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>



2.9 Volantes de inercia

Descripción tecnológica breve

Se considera que los volantes de inercia son una tecnología con la característica principal de densidad de potencia alta y energía alta (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020) y la posibilidad de desacoplar la potencia y energía en la etapa de diseño. Adicionalmente, puede instalarse en cualquier ubicación y alta potencia, pero por lo general con energía baja en comparación con algunos otros dispositivos de almacenamiento energético, son otras características importantes (EASE-EERA, 2017).

Los volantes almacenan energía como energía cinética rotatoria acelerando y desacelerando una masa rotatoria. Los sistemas de almacenamiento des volante de inercia (FESS por sus siglas en inglés) consta una masa rotatoria alrededor de un eje fijo (es decir, el rotor del volante) que se conecta a una máquina eléctrica reversible que actúa como motor durante la carga que jala electricidad desde la red para hacer girar el volante a velocidad operativa y como generador durante la descarga cuando el volante que ya gira entrega torque al generador para proporcionar potencia a la red o carga externa (IRENA, 2017).

Principio mecánico

El principio mecánico del volante es la rotación de una masa para el almacenamiento energético en forma de energía cinética (ver ecuaciones). La masa puede ser el disco de Laval, disco sólido, anillo grueso y anillo delgado.

$$E = \frac{1}{2} I w^2$$
$$\frac{E}{m} = K \frac{\sigma_{max}}{\rho}$$

Donde E es el almacenamiento energético, I es el momento de inercia, w es la velocidad rotatoria, m es la masa, σ_{max} es el esfuerzo máximo y ρ es la densidad del volante (Mahmoud, Ramadan, Olabi, Pullen y Naher, 2020).

Los componentes en sistemas de almacenamiento energético de volante

Un FESS moderno consta cinco componentes primarios:

- Volante,
- Grupo de cojinetes,
- Motogenerador eléctrico reversible,
- Unidad electrónica de potencia y
- Una cámara de vacío

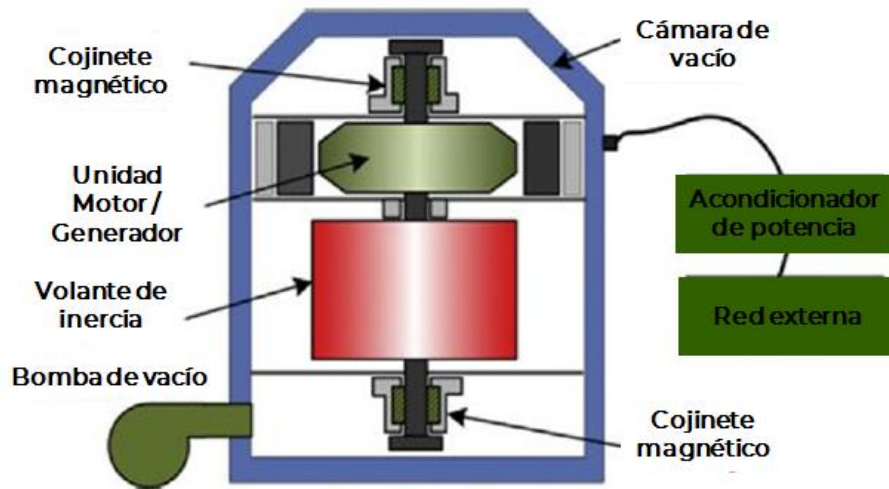


Figura 2.53. Descripción del sistema de una instalación de almacenamiento energético de volante.
Fuente: (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015)

Los FESS usan electricidad para acelerar o desacelerar el volante. Es decir, la energía almacenada se transfiere a o desde el volante por medio de un motor/generador integrado. Para reducir la cortante del viento y pérdida energética a partir de la resistencia del aire, el sistema FES puede colocarse en un ambiente de vacío alto. La cantidad de energía almacenada depende de la velocidad rotatoria del volante y su inercia (Luo, Wang, Dooner y Clarke, 2015).

Con base en estas propiedades, se han desarrollado dos categorías amplias de volantes: FES de baja velocidad (que no excede 10,000 revoluciones por minuto) y un FES de velocidad alta (hasta 100,000 revoluciones por minuto). (IRENA, 2017)

Debido al tiempo de respuesta rápido, los volantes pueden proporcionar servicios conexos ultrarrápidos a la red, con tiempos de reacción de hasta 3 ms. Las reservas primarias (e incluso inercia sintética) para mantener la frecuencia de la red pueden proporcionarse con facilidad y administrarse con el uso de volantes. La razón para los volantes en ocasiones eclipsa las baterías para determinadas aplicaciones es su alta velocidad de rampa. Las velocidades de rampa ascendentes y descendentes rápidas y la capacidad de almacenamiento de potencia hace que los volantes sean adecuados para (Agencia Danesa de Energía-ENERGINET, 2019):

- Rampa (qué tan rápido una aplicación puede aumentar o reducir la carga)
- Control de picos
- Cambio temporal (almacenar energía de un momento a otro)
- Regulación de frecuencia
- Calidad de la potencia (voltaje) – Las redes de distribución de potencia buscan tener un factor de potencia tan cercano a 1 como sea posible. Utilizando los volantes, los servicios públicos de potencia pueden variar la potencia activa y reactiva para alcanzar un factor de potencia perfecto.



Entrada/Salida

La entrada y salida es electricidad.

Eficiencia y pérdidas de energía

En el presente, los volantes se operan con máquinas magnéticas permanentes debido a sus altas eficiencias. Adicionalmente, la masa rotatoria se monta con rodamientos magnéticos adentro de una cámara de vacío para eliminar las pérdidas friccionales. Por lo tanto, no tiene requisitos de lubricación (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020). Debido a lo anterior, la eficiencia de FESS está entre 85 a 90 % (Nadeem, Hussain, Tiwari, Goswami y Ustun, 2019).

Los volantes tienen una pérdida en espera alta y 20 % de autodescarga por hora debido a una carga dinámica o choque externo inesperado (Nadeem et al., 2019), pero la tecnología tiene degradación cero en capacidad de almacenamiento energético con el paso del tiempo. Cuando se opera el volante, las pérdidas pueden generarse por la carga, descarga y electrónica de potencia (Agencia Danesa de Energía, 2019).

Los requisitos de superficie dependerán de la disponibilidad de la superficie y las necesidades energéticas. La densidad de potencia para los volantes es de entre 40 y 2000 kW/m³ (Koochi-Fayegh y Rosen, 2020).

Características y capacidades típicas

El almacenamiento energético para el volante es de 15 Wh/kg. Su potencia específica es de entre 400 y 1500 W/kg (Luo et al., 2015). Los volantes, como energía de almacenamiento, son flexibles, pueden desplegarse en tamaños numerosos y capacidades de kW a MW.

Periodo de almacenamiento típico

El periodo de almacenamiento a partir de los volantes es menor que días. Tiene una autodescarga diaria > 3 % por hora (Luo et al., 2015). Por lo tanto, pueden diseñarse para cada aplicación específica como, por ejemplo, suministro eléctrico ininterrumpible para hospitales, aeropuertos y centros de servidores.

Capacidad de regulación

El volante tiene un tiempo de respuesta de entre menos de 3 milisegundos y hasta segundos (Das, Bass, Kothapalli, Mahmoud y Habibi, 2018). En consecuencia, puede ofrecer aplicaciones de almacenamiento eléctrico como:



Tabla 2.46. Tipo de servicios que puede proporcionar el FESS. Fuente: (Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, 2019)

Servicio	Puede proporcionarse
Respuesta primaria	✓
Respuesta secundaria	✓
Arranque en negro	✓
Calidad de la potencia	✓

Ejemplos de tecnologías estándar del mercado

PJM, Hazle, Pennsylvania

La planta incluye 200 módulos de volante bajados al suelo (5 en cada lado de un contenedor). La central proporciona actualmente 20 MW de servicio de regulación de frecuencia a PJM y alcanzó operación comercial total en julio de 2014.



Figura 2.54. Hazle Township, Pennsylvania. Fuente: (DTU Energy, 2019)

Toluca y Ciudad de México, México

Otros dos proyectos de almacenamiento son los sistemas de volante en los aeropuertos de Ciudad de México y Toluca, los cuales instalaron un sistema de volante de almacenamiento energético cinético de 1,800 kVA y 600 kVa, respectivamente, de Active Power para usarlos como respaldo para los sistemas de iluminación de las pistas y otros sistemas críticos de navegación (Active Power, 2018).

Ventaja/Desventaja

Las ventajas son:



- Capacidades de carga rápida
- Densidad de almacenamiento de energía alta
- El ciclo de vida prolongado y la ausencia de degradación de la capacidad (tiempo de vida no afectado en gran manera por el número de ciclos de carga/descargas)
- Densidad de potencia alta, altamente independiente del nivel de energía almacenado
- Mantenimiento bajo requerido
- El estado de carga es fácil de determinar (por medio de velocidad rotatoria)
- Amplia experiencia operativa (debido al uso en motores y otras aplicaciones industriales)
- Ausencia de contaminación
- Requisito de área pequeña

Las desventajas son:

- Baja densidad energética en comparación con sistemas de baterías
- Pérdidas en inactividad muy altas (velocidades de autodescarga)
- Necesidad de mantenimiento de cojinetes o potencia para cojinetes magnéticos energéticos
- Las cargas dinámicas o choques externos inesperados pueden conducir a fallas
- Problemas de ruido cuando se opera el volante
- Problemas de seguridad
- Costo alto por unidad de energía almacenada

Ambiente

Esta tecnología tiene un impacto ambiental muy bajo debido a los materiales y principios mecánicos usados (Das et al., 2018).

Investigación y desarrollo

Aunque hay algunos productos comerciales disponibles en el mercado, los usuarios siguen demandando algunas necesidades. En términos generales, un aumento en las densidades de potencia y energía se requiere para ser más competitivo contra las tecnologías alternativas y la reducción del costo alto de inversión.

La densidad energética del volante de inercia puede mejorar con el aumento de la velocidad rotatoria. Por lo tanto, también se necesita investigación de mejores materiales para el volante de inercia, máquinas eléctricas de alto desempeño, electromagnética y electrónica de potencia de baja pérdida y plataformas de control muy rápidas y robustas (EASE/EERA, 2013).

Predicción de desempeño y costos

La mayoría de los datos presentados para volantes de inercia se obtuvieron de (IRENA, 2017). Los datos de corte forzado y planificado, tiempo de construcción, energía específica y densidad se obtuvieron de (Agencia Danesa de Energía, 2019). Para ambos casos, se les seleccionó debido a que el diseño se basa en las mismas capas. Los valores de O&M tanto fijos como variables se obtuvieron de (Zakeri y Syri, 2015).

Los volantes no tendrán una variación en este periodo debido a su madurez tecnológica. Los



otros datos tendrán una variación debido a materiales nuevos o componentes electrónicos nuevos. En consecuencia, los costos se reducirán.

Incertidumbre

La mayoría de las incertidumbres de los volantes no tendrá una variación en el periodo 2020-2030 debido a que es una tecnología de despliegue y que no hay información suficiente acerca de proyecciones futuras. La mayor parte de la incertidumbre es la misma que para (IRENA, 2017) para mantener la consistencia entre datos. La incertidumbre para O&M fijo y variable es la misma que para (Zakeri y Syri, 2015). Por último, la incertidumbre para energía y densidad específica se obtuvieron de (Luo et al., 2015).

Ficha técnica

Technology	Flywheels								
	2020	2030	2050	Uncertainty (2020)		Uncertainty (2030)		Note	Ref
Energy/technical data				Lower	Upper	Lower	Upper		
Form of energy stored									
Application	Frequency Containment Reserve								
Energy storage capacity for one unit (MWh)	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	A	[1]
Output capacity for one unit (MW)*	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	A	[1]
Input capacity for one unit (MW)*	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	A	[1]
Round trip efficiency (%)	85	87	91	71	99	73	99	A	[1]
- Charge efficiency (%)	92	93	96	84	99	85	99	B	
- Discharge efficiency (%)	92	93	96	84	99	85	99	B	
Energy losses during storage (%/day)	53	39	21	16	78	9	43		[4]
Forced outage (%)	0								[2]
Planned outage (weeks per year)	0								[2]
Technical lifetime (years)	22	30	55	17	28	23	38		[1]
Construction time (years)	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25		[2]
Regulation ability									
Response time from idle to full-rated discharge (sec)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001		[4]
Response time from full-rated charge to full-rated discharge (sec)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001		
Financial data									
Specific investment (MUSD2020 per MWh)	2.86	2.11	1.14	1.54	6.01	1.13	4.43	A, C	[1]
energy component (MUSD2020 per MWh)	2.66	1.96	1.06	1.33	5.31	0.98	3.92	A, D	[1]
capacity component (MUSD2020 per MW)	0.27	0.20	0.11	0.28	0.93	0.21	0.69	A, E	[1]
Fixed O&M (kUSD2020/MW/year)	5.8	5.8	5.8	4.8	6.7	4.8	6.7		[6]
Variable O&M (USD2020/MWh/year)	2.20	2.20	2.20	0.22	4.18	0.22	4.18		[6]
Technology specific data									
Specific investment (MUSD2020/MW)	3.80	2.80	1.52	2.05	7.99	1.51	5.90		[1]
Lifetime in total number of cycles	225,000	300,000	550,000	112,500	1,125,500	151,000	1,512,500		[1]
Specific power(W/kg)	950	950	950	814	1086	860	1083	F	[3],[2]
Power density (kW/m3)	1500	1500	1500	1300	2000	1300	2000	F	[3],[2]
Specific energy (Wh/kg)	15	15	15	13	17	14	17	F	[3],[2]
Specific density (kWh/m3)	50	50	50	43	67	43	67	F	[3],[2]

Notas:



- A. IRENA ha desarrollado una herramienta para calcular los costos de determinados tipos de aplicación de almacenamiento
- B. Se infiere como la raíz cuadrada de la eficiencia de viaje redondo (asumiendo que la eficiencia de carga y descarga debe ser igual)
- C. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Inversión total por almacenamiento usable de kWh" y es verificable como resultado de: Almacenamiento energético + conversión de potencia/capacidad almacenable utilizable. Como los datos para el componente de energía y capacidad están disponibles, es posible deducir la inversión específica. Por lo tanto, IRENA hace un ajuste para mostrar el valor para "Inversión por almacenamiento utilizable en kWh (ENERGÍA)"
- D. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación energética"
- E. Estos datos se interpretan dentro de la herramienta IRENA como: "Costo de instalación de energía".
- F. Los rangos de incertidumbre siguen los supuestos de las tendencias del mercado especificadas en [2], con base en los valores promedio de [3]

Las referencias en la ficha técnica aparecen en la ficha técnica cuantitativa que suplementa la descripción de tecnología cualitativa (archivo "Flywheels.xlsx") además del "Apéndice B referencias de fichas técnicas"

Referencias

Active Power. (2018). Panel 5: Almacenamiento Mécanico - Volantes de inercia. Retrieved 07 25, 2019, from Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias: https://www2.ineel.mx/taller_almacenamientoenergia/documentos/pdf/mesa5_presentacion1.pdf

Danish Energy Agency-ENERGINET. (2019). Technology Data for Energy Storage. Retrieved 07 12, 2019, from https://ens.dk/en:https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

DTU Energy. (2019). Whitebook Energy Storage technologies in a Danish and international perspective.

EASE/EERA. (2017). Technical Annex. EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030.

EASE-EERA. (2017). EUROPEAN ENERGY STORAGE TECHNOLOGY DEVELOPMENT ROADMAP TOWARDS 2030. Retrieved from https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/2017.01.16_Update-of-the-EASE-EERA-ES-Technology-Development-Roadmap_for-public-consultation.pdf

IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*(137), 511-536.

Danish Energy Agency. (2019). *Technology Data for Energy Storage*. Copenhagen, Denmark. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

Das, C. K., Bass, O., Kothapalli, G., Mahmoud, T. S., & Habibi, D. (2018). Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 1205–1230. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>

EASE/EERA. (2013). *European Energy Storage Technology Development Roadmap Toward 2030*. Retrieved from <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Roadmap-04.pdf>

IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>

Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511–536. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>

Mahmoud, M., Ramadan, M., Olabi, A.-G., Pullen, K., & Naher, S. (2020). A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. *Energy Conversion and Management*, 210. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112670>

Nadeem, F., Hussain, S. M. S., Tiwari, P. K., Goswami, A. K., & Ustun, T. S. (2019). Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access*, 7, 4555–4585. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2888497>

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>