



ENERGY PARTNERSHIP
CHILE-ALEMANIA



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Análisis del rol del almacenamiento en el proceso de transición energética de Chile y los factores que influyen en su desarrollo

Informe final



IMPRINT

Este estudio fue llevado a cabo por el Centro de Energía de la Universidad de Chile y Fraunhofer Chile en el marco de la Energy Partnership Chile-Alemania.

Los cooperantes principales son el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania (BMWK) y el Ministerio de Energía de Chile, junto con numerosas instituciones afiliadas. La GIZ es el cuerpo ejecutor de la alianza.

Comisionado y publicado por:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Con sedes en Bonn y Eschborn, Alemania

Proyecto:

Energy Partnership Chile-Alemania

Contacto:

Energy Partnership Chile - Alemania
c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Marchant Pereira 150, 7500523 Santiago de Chile

 energyclde@giz.de

 +56 22 30 68 600

Jefa de proyecto:

Daina Neddemeyer
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Autores:

Carlos Benavides, Marco Vacarezza, Mathias Vetter, Ignacio Ñancupil, Carlos Felbol, Álvaro Henríquez, Thomas Lindsay, Martín Fritz, Rodrigo Palma.

Coordinación:

Energypartnership Chile - Alemania, GIZ Chile

Publicado en:

Santiago de Chile, pdf por Energy Partnership Chile-Alemania

Diseño: Energy Partnership Chile-Alemania

Fotografía e ilustraciones:

© Petr Malinak / Shutterstock.com

Versión:

1ra edición, Berlín y Santiago de Chile,
Octubre 2023

GIZ es responsable por el contenido de esta publicación.

En representación del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-57-4. Primera edición digital: octubre 2023

Cita:

Título: Análisis de Análisis del rol del almacenamiento en el proceso de transición energética de Chile y los factores que influyen en su desarrollo

Autores: Centro de Energía de la Universidad de Chile: Carlos Benavides, Marco Vacarezza, Mathias Vetter, Ignacio Ñancupil, Carlos Felbol, Álvaro Henríquez, Thomas Lindsay, Martín Fritz, Rodrigo Palma.

Revisión y Modificación: Daina Neddemeyer, Patricio Bastías Ortiz, Bárbara Neira Espinoza, Michael Schmidt.

Edición: Patricio Bastías Ortiz, Bárbara Neira Espinoza.

Santiago de Chile, 2023.

200 páginas

Resumen: Análisis de estructura de costos, fuentes de riesgo, servicios de red provistos y medidas de incentivo para las siguientes tecnologías de almacenamiento: baterías, aire comprimido, hidrogeno verde, concentración solar de potencia y batería de Carnot.

Resumen Ejecutivo

El objetivo general de este proyecto es proveer de un análisis de las estructuras de costos, fuentes de riesgo, mecanismos de incentivo y servicios posibles de proveer por los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en sistemas químicos, eléctricos, mecánicos, electromecánicos, térmicos y biológicos. Este estudio se focaliza en los sistemas de almacenamiento tipo BESS, centrales CSP, baterías de Carnot, CAES y sistemas de almacenamiento para hidrógeno. En la Actividad 1 se analizó la estructura de costos de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, considerando distintas fuentes de información, se muestra que las baterías representan entre un 40% y 60% de los costos de un sistema BESS, mientras que el inversor representa como máximo hasta un 20%.

En la Actividad 2 se analizan las fuentes de riesgos asociadas al suministro de sistemas de almacenamiento y se realizan proyecciones de costos de inversión. Las proyecciones de costos realizadas por referencias internacionales muestran que existen escenarios donde los costos de almacenamiento en baterías y centrales CSP seguirán bajando. Para el caso de los sistemas BESS, los principales factores de esta disminución se describen a continuación: 1) Crecimiento de la industria de baterías en general tales como transporte, servicios eléctricos y dispositivos electrónicos; 2) Avances en la química de baterías; 3) Crecimiento del mercado; 4) Mayor diversidad de productos químicos; 5) Innovación continua con importantes investigaciones corporativas y públicas sobre baterías.

En la Actividad 3 se presentan una serie de políticas que se podrían implementar en Chile para asegurar o mitigar los riesgos de suministro de los sistemas de almacenamiento. La propuesta de acciones se realiza considerando 2 modelos de desarrollo. El primero supone que en el futuro Chile se puede convertir en un desarrollador de tecnologías de almacenamiento, como lo que se propone en la Estrategia Nacional del Litio, mientras que el segundo supone que Chile sigue siendo un importador de tecnologías. Asimismo, en el futuro se podría dar una combinación de ambos tipos de desarrollo. Como desarrollador de tecnología se proponen las siguientes acciones: desarrollo de industria local, desarrollo de estrategias nacionales de materiales críticos, fomento al I+D, búsqueda de colaboración regional en cadenas de valor, crédito para inversiones mineras en el extranjero, firma de acuerdos internacionales, entre otras medidas. Como importador de tecnologías, se propone la diversificación de proveedores, la compra conjunta, incentivos a la atracción de empresas extranjeras, políticas de economía circular, entre otras medidas.

En la Actividad 4 se describen y analizan los distintos tipos de servicios de red que los distintos tipos de sistemas de almacenamiento podrían prestar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Considerando la regulación del mercado eléctrico nacional, se analiza como los distintos tipos de almacenamiento pueden proveer los siguientes servicios:

- Servicios de energía o generación eléctrica

- Servicios de potencia de suficiencia
- Servicios complementarios
- Servicios transmisión
- Servicios distribución
- Servicios gestión energética de cliente

Se analiza el impacto en las remuneraciones que reciben los sistemas de almacenamiento debido a la provisión de los distintos servicios que estos pueden entregar, tales como ingresos por venta de energía, potencia de suficiencia y servicios complementarios. Para este análisis, se estima el LCOE para distintos tipos de tecnologías y se determina el porcentaje del LCOE que podría ser cubiertos por los ingresos por potencia de suficiencia y los ingresos por energía. Por ejemplo, para un BESS aislado de 4 horas, los ingresos por potencia de suficiencia podrían cubrir entre un 24% a 40% de los costos totales dependiendo de los supuestos de costos de inversión y vida útil, mientras que los ingresos por ventas deberían estar dentro del rango de 71 US\$/MWh y 154 US\$/MWh para cubrir los costos totales. Para una central CSP se estima que los ingresos por venta de energía deberían ser del orden de 54 US\$/MWh para los supuestos de costos de inversión considerados, mientras que para central de bombeo los ingresos deberían estar entre 52 US\$/MWh y 60 US\$/MWh. Con respecto a los ingresos por Servicios Complementarios, dependiendo del tipo materialización del servicio (licitación, subasta, instrucción directa), el costo de inversión de la infraestructura de almacenamiento se puede cubrir total o parcialmente por la provisión de estos servicios.

Finalmente, en Actividad 5 se proponen distintos instrumentos y herramientas de incentivo y fomento posibles de implementar para acelerar la penetración de los sistemas de almacenamiento en la matriz energética chilena. Se proponen 20 acciones, algunas de las cuales se describen a continuación:

- Completar marco regulatorio actual bajo el cual operan los sistemas de almacenamiento: definir procedimiento que utilizará el Coordinador Eléctrico para realizar el despacho de los sistemas de almacenamiento, metodología de cálculo de los costos marginales operando con sistemas de almacenamiento y metodología para definir reconocimiento de potencia de suficiencia para los distintos tipos de sistemas de almacenamiento.
- El análisis de la estructura de costos para sistemas de almacenamiento tipo BESS muestra que los costos de inversión en plantas híbridas se podrían reducir en hasta un 45% en comparación con los sistemas aislados. Debido a los elevados costos medios de desarrollo de los sistemas tipo BESS, se recomienda levantar las barreras regulatorias asociadas a la instalación de sistemas de almacenamiento en plantas híbridas, de manera de aumentar la flexibilidad y reducir los costos medio de desarrollo.
- Con respecto a las licitaciones de clientes regulados, se recomienda definir la fecha de entrada en vigencia de nuevos contratos teniendo en cuenta los tiempos de construcción de nuevas centrales con sistemas de almacenamiento (ejemplo, centrales bombeo, plantas CSP, etc.); incluir criterios de selección adicionales al precio de la

energía de manera de considerar los efectos sistémicos; en la medida que se tenga la certeza de la necesidades de almacenamiento se podría agregar en forma explícita en la licitación de suministro de los clientes regulados.

- Se recomienda la aplicación de instrumentos de difusión para el levantamiento de barreras asociadas a la desconfianza en una o más tecnologías específicas de almacenamiento, por ejemplo, las barreras asociadas a las centrales CSP.
- También se realizan recomendaciones relacionadas con los ejercicios de planificación. Se recomienda realizar sensibilidades con respecto a las estimaciones de costos y parámetros de modelación de las distintas tecnologías de almacenamiento. Por ejemplo, existe poca información para caracterizar los costos de inversión en Chile de centrales de bombeo, CAES, etc.; existe incertidumbre sobre el potencial de desarrollo de CAES; existe incertidumbre en la cantidad de ciclajes que pueden durar los distintos tipos de baterías, etc. A partir de lo anterior, se recomienda ampliar el número de escenarios evaluados en los ejercicios de planificación.
- Las plantas virtuales permiten la agregación de recursos distribuidos para que clientes regulados y libres puedan participar del mercado mayorista de la energía, servicios complementarios y potencia. Por recursos distribuidos se entiende a las centrales de generación, sistema de almacenamiento, la gestión de la demanda, entre otros. Se recomienda habilitar la participación de las plantas virtuales en los mercados de energías, servicios complementarios y potencia de suficiencia
- Definir el marco regulatorio asociado a las medidas de adaptación del sector energía frente al cambio climático. El desarrollo de micro redes y sistemas de almacenamiento se podría incentivar a través del desarrollo de política de adaptación y resiliencia del sector energía ante el cambio climático.

Contenido

1	Introducción.....	7
2	Objetivos.....	9
2.1	Objetivo General.....	9
2.2	Objetivos específicos.....	9
3	Descripción de sistema de almacenamiento	10
4	Estructura de costos	16
4.1	Baterías	16
4.2	Concentración Solar de Potencia.....	25
4.3	Baterías de Carnot	32
4.4	Almacenamiento asociado al hidrógeno – según ruta propuesta Power-to-Power (P2P)	34
4.4.1	Descripción General – Hidrogeno Verde	34
4.4.2	Soluciones de Almacenamiento de tipo Power to Power (P2P)	34
4.4.3	Componentes del sistema.....	36
4.4.4	Estructura general de costos	38
4.4.4.1	Modelo de costos de la electrólisis alcalina	39
4.4.4.2	Modelo de costos de la electrólisis PEM.....	42
4.4.4.3	Almacenamiento de hidrógeno	46
4.4.4.4	Compresión de hidrógeno	50
4.4.4.5	Re-electrificación del hidrógeno.....	52
4.5	Soluciones de Aire Comprimido	57
5	Fuentes de riesgo.....	66
5.1	Baterías	66
5.1.1	Tendencias.....	66
5.1.2	Análisis de riesgo.....	70
5.1.3	Vulnerabilidades de la cadena de suministro para la producción de baterías.....	78
5.2	Concentración Solar de Potencia.....	83
5.2.1	Tendencias.....	83
5.2.2	Análisis de riesgo.....	86
5.2.3	Vulnerabilidades de la cadena de suministro para sistemas CSP	95
5.3	Baterías de Carnot	96
5.3.1	Vulnerabilidades de la cadena de suministro para sistemas de baterías de Carnot	102
5.4	Almacenamiento asociado al hidrógeno.....	105
5.4.1	Tendencias.....	105
5.4.2	Análisis de riesgo.....	105
5.5	Soluciones de Aire Comprimido	114

5.5.1	Tendencias.....	114
5.6	Comparación entre tecnologías.....	117
6	Mitigación de riesgos.....	120
6.1	Experiencia de Estados Unidos	120
6.2	Análisis geopolítico desarrollo IRENA	124
6.3	Análisis de Agencia Internacional de Energía (EIA)	127
6.4	Resumen	128
7	Servicios de red.....	133
7.1	Descripción de servicios de red.....	133
7.1.1	Servicios de energía o generación eléctrica	133
7.1.2	Servicios de potencia de suficiencia	134
7.1.3	Servicios complementarios.....	135
7.1.4	Servicios transmisión	138
7.1.5	Servicios de gestión energética del cliente.....	139
7.1.6	Servicios de distribución.....	141
7.2	Análisis	142
7.3	Impacto de remuneraciones.....	148
7.3.1	Pagos por potencia	148
7.3.2	Ingresos por venta de energía	148
7.3.3	Servicios complementarios.....	150
7.3.4	Infraestructura transmisión	154
7.4	Casos de estudio internacionales	154
7.4.1	Experiencia en Estados Unidos	154
7.4.2	Países bajos	155
7.4.3	Reino Unido	156
7.4.4	Suecia	156
7.4.5	Otros casos de estudio.....	156
7.4.6	Casos de hidrógeno	159
8	Instrumentos y herramientas de incentivo	160
8.1	Revisión de experiencias internacionales	160
8.1.1	España.....	160
8.1.2	Reino Unido	162
8.1.3	Alemania	163
8.1.4	Otros países	165
8.2	Propuestas.....	169
9	Conclusiones	176
10	Bibliografía	177
11	Anexos.....	182

11.1	Entrevistas	182
11.2	Modelo de costos para sistemas de baterías	186
11.3	Casos de estudio de hidrógeno	186
11.3.1	Proyectos de celdas de combustibles	186
11.3.2	Proyectos de combustión	189

Lista de Figuras

Figura 1: Descripción de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento.	11
Figura 2: Densidad energética gravimétrica vs volumétrica. Fuente: Kompendium Lithium-Ionen-Batterien, 2021.	14
Figura 3: Costo de capital para una batería de 60 MW de potencia y capacidad almacenamiento de 2 a 10 horas (valores en US\$/kWh).....	16
Figura 4: Costo de inversión para una batería de 60 MW de potencia y capacidad almacenamiento de 2 a 10 horas (valores en US\$/kW).	17
Figura 5: Estructura de costo para batería de 60 MW y 4 horas de almacenamiento.	17
Figura 6: Porcentaje (%) de participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS según informe de NREL.	21
Figura 7: Participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS según informe de NREL, medido en US\$/kWh.	21
Figura 8: Porcentaje (%) de participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS, según informe de INODU para almacenamiento de 5 hrs. para distintas capacidades energéticas.	22
Figura 9: Porcentaje (%) de participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS según informe de INODU para almacenamiento de 0,25 hrs. Para distintas capacidades energéticas.	22
Figura 10: Porcentaje de participación en los costos de los componentes de Utility Scale BESS según informe de Bloomberg para almacenamiento de 1 hora Con capacidad energética de 50 MWh, proyectado anualmente hasta el 2030.	23
Figura 11: Porcentaje (%) de participación relativa de cada componente para las fuentes revisadas.	24
Figura 12: Costos de inversión de proyectos de BESS desarrollados Chile. El área del círculo representa la capacidad del almacenamiento en MWh.	25
Figura 13: Ejemplo de planta CSP con sistema de almacenamiento. Fuente: Esquema de funcionamiento planta Gemasolar, www.torresolenergy.com , año 2011.	26
Figura 14: Ejemplo de planta CSPCSP con sistema de almacenamiento. Fuente: Esquema de funcionamiento planta Gemasolar, www.torresolenergy.com , año 2011	27
Figura 15: Las diversas rutas del Hidrógeno como Vector Energético.....	34
Figura 16: proceso P2P Re-electrificación del hidrógeno.	35
Figura 17: Principio de funcionamiento de electrolizador.	36
Figura 18: Diseño esquemático del sistema para la planta de electrólisis alcalina de 100 MW de última generación.	41
Figura 19: Costos específicos de los sistemas AEL de próxima generación de 5 MW y 100 MW (incluidos compresores mecánicos) para escenarios de diseño 2020 y 2030.	42
Figura 20: Especificaciones de las pilas de electrólisis PEM a carga nominal, 2020-30.....	45
Figura 21: Costo total de Sistema para Electrólisis PEM, para varios escenarios.....	46
Figura 22: Comparación de densidad energética volumétrica para diferentes tipos de vectores de hidrógeno y combustibles convencionales (fósiles).....	47
Figura 23: Costos de almacenamiento de hidrógeno presurizado.	48
Figura 24: Diseño esquemático de un compresor recíproco.	51
Figura 25: Costos específicos del Sistema de compresión de Hidrógeno.	52

Figura 26: LCOEs obtenidos en diferentes configuraciones de autarquía para sistemas Power-to-Power en base a hidrógeno renovable (PV), indicando peso de los distintos componentes del sistema, para Fuel Cell (FC) y CHP (Combined Heat and Power – Motores de combustión modificados a Hidrógeno)	57
Figura 27: Ejemplo de CAES desde Hydrostor. Fuente: https://www.hydrostor.ca/	59
Figura 28: diabático o D-CAES (izquierda) y adiabático o A-CAES (derecha). Fuente: IRENA (2017).	60
Figura 29: Estructura de costos porcentual. Fuente: Elaboración propia a partir de INODÚ, 2019	62
Figura 30: Costos históricos de baterías LNMC 2010 -2020. Fuente: Bloomberg NEF, 2020.	66
Figura 31: Evolución de precios 2020 -2023, Li-ion (LFP, LNMC). Fuente: C. Pillot & O. Noel: The rechargeable battery market and main trends 2022 - 2030, International Battery Symposium, Orlando 2023.	67
Figura 32: Costos de Inversión desagregados por componente según Bloomberg.	67
Figura 33: Proyección de costos de inversión de sistemas de baterías (SFS: Storage Futures Study). Fuente: NREL.	69
Figura 34: Costos de O&M (arriba) y de OCC (abajo) para una planta con almacenamiento de 6 hrs.	70
Figura 35: FMEA para baterías de ion litio.	77
Figura 36: FMEA para baterías de plomo y flujo redox	78
Figura 37: Etapas de la cadena de suministro de la batería de iones de litio.	79
Figura 38: Traslado de los materiales de la batería hasta llegar a una fábrica de celdas de batería en América del Norte.	80
Figura 39: La cadena de suministro de baterías se encuentra predominantemente en China. .	81
Figura 40: Desafíos que se enfrentan en cada etapa de la cadena de suministro de baterías...	82
Figura 41: Crecimiento de la demanda de algunos de los materiales críticos para la elaboración de baterías de Li-ion.	82
Figura 42: Tendencias del LCOE y los precios de subasta para las tecnologías CSP desde 2010 hasta 2021.	83
Figura 43: Costos actuales en dólares de CAPEX y proyecciones futuras para plantas CSP. Fuente: Informe anual de referencia tecnológica del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (2023).	84
Figura 44: Costos actuales en dólares de OPEX y proyecciones futuras para plantas CSP. Fuente: (NREL,2022).	85
Figura 45: Costos nivelados de la electricidad (LCOE) actuales en dólares y proyecciones futuras para plantas CSP. Fuente: Informe anual de referencia tecnológica, NREL (2022)	86
Figura 46: Materiales críticos en la transición energética.....	96
Figura 47: Materiales críticos en la transición energética.....	98
Figura 48: Materiales críticos en la transición energética.....	103
Figura 49: Países claves con reservas de materiales críticos para la transición energética.	104
Figura 50: Evolución esperada Costo Capex EL PEM. Fuente: Fraunhofer, en base a entrevistas a proveedores.....	105
Figura 51: Escenarios de costo de hidrógeno renovable generado por electrólisis. Fuente: Estudio McKinsey – 2021	110
Figura 52: LCOH en base a Electrólisis Alcalina en diversos puntos del Norte de Chile	111

Figura 53: LCOH en base a Electrólisis PEM en diversos puntos del Norte de Chile	112
Figura 54: Producción mundial de Platino entre 2010 y 2022, en toneladas métricas anuales (Fuente: statista.com)	114
Figura 55: Evolución esperada Mercado Global de Sistemas de Almacenamiento en base a Aire Comprimido (Fuente: Research and Markets).....	115
Figura 56: Flujo de información para modelo LIBRA el cual considera una multitud de factores para determinar cómo la demanda del mercado (izquierda) puede afectar el mercado de baterías y la disponibilidad de recursos. Fuente: NREL	121
Figura 57: Modo de operación central Solar Andes II-B. Fuente: AES Chile.	149
Figura 58: Servicios de red provistos por sistemas de almacenamiento de tipo BESS. Fuente: (DOE, 2023).....	155
Figura 59: Proyectos promovidos por ARENA	167
Figura 60: Ejemplos de sistemas de celdas de combustible estacionarios comerciales. Imagen de PemGen de 1 MW - CHP-FCP1000 de Nedstack (izquierda) y diseño de un sistema Doosan de 440 kW (derecha).....	186
Figura 61: HDF Energy - CG Demo (2019).....	187
Figura 62: Daesan Hydrogen-Fuel-Cell Power Generation (2018) (Estudio Fraunhofer ISE para la Industria Minera, año 2021).....	188
Figura 63: Complejo Industrial Daesan en Seosan, Corea. Fuente: Daesan Hydrogen-Fuel-Cell Power Generation (2018)	189
Figura 64: Productos adaptados a hidrógeno.	190
Figura 65: INNIO & Hansewerke AG (2020).).	191
Figura 66: Hamburg, Germany	192

Lista de Tablas

Tabla 1: Características de los distintos tipos de baterías.	13
Tabla 2: Tecnologías evaluadas en PELP.	14
Tabla 3: Resumen de estructura de costos de sistemas de baterías	18
Tabla 4: Estructura de costos de plantas CSP de 50, 100 y 150 MW y 6, 9 y 13 horas de almacenamiento. Fuente: Fraunhofer en base a datos de NREL.	28
Tabla 5: Resumen de estructura de costo de plantas CSP considerando distintas referencias bibliográficas.	29
Tabla 6: Principales características de las cuatro tecnologías relevantes de electrólisis.	37
Tabla 7: Ventajas y desventajas de las principales tecnologías de electrólisis.	38
Tabla 8: Principales componentes y materiales de la célula y la pila.	39
Tabla 9: Parámetros técnicos para el modelo de costo de las pilas de combustibles, según potencia nominal de entrada, perspectivas al 2030	40
Tabla 10: Principales especificaciones para stacks de electrolizadores PEM, evolución esperada 2020-2030 ²³	43
Tabla 11: Especificaciones de las pilas de electrólisis PEM a carga nominal, 2020-30	44
Tabla 12: Ejemplo de diferentes almacenamientos en tuberías subterráneas, para Gas Natural.	49
Tabla 13: Propiedades esperadas para sistemas de almacenamiento mediante tuberías subterráneas, al ser usados para Hidrógeno.	50
Tabla 14: Costos Parámetros técnicos y económicos del almacenamiento intermedio de hidrógeno ³²	50
Tabla 15: Parámetros técnicos asociados al sistema de compresión.	52
Tabla 16: Resultados más relevantes del estudio de mercado de las soluciones H2P.	54
Tabla 17: Parámetros Técnicos y Económicos de los sistemas de celdas de combustibles.	55
Tabla 18: Parámetros Técnicos y Económicos de motores de combustión en base a H2.	56
Tabla 19: Atributos técnicos de sistemas CAES. Fuente: INODÚ.	61
Tabla 20: Configuración CAES típica de 200 MW con diversos medios de almacenamiento de aire y sus costos estimados asociados. Fuente IRENA (2017).	63
Tabla 21: Resumen de costos de TES para sistemas A-CAES. Fuente: (IRENA 2017).	64
Tabla 22: Resumen de estructura de costos de sistemas CAES.	65
Tabla 23: Análisis FODA para baterías de iones de litio	71
Tabla 24: Análisis FODA para baterías de flujo redox	72
Tabla 25: Análisis FMEA para baterías.	73
Tabla 26: FODA para tecnologías CSP.	87
Tabla 27: Análisis FODA para tecnologías de almacenamiento térmico (TES)	88
Tabla 28: Análisis FMEA para tecnologías CSP	89
Tabla 29: Análisis FMEA para tecnología de almacenamiento térmico (TES)	94
Tabla 30: FODA para baterías de Carnot.	99
Tabla 31: Análisis FMEA para baterías de Carnot	100
Tabla 32: Análisis FODA para sistemas de almacenamiento basado en hidrógeno	106
Tabla 33: Comparación de factores entre tecnologías de sistemas de almacenamiento.	117
Tabla 34: Resumen de servicios de red y aplicación a distintos tipos de sistemas de almacenamiento.	143

Tabla 35: Comparación de LCOE entre tecnologías. Fuente: Elaboración propia utilizando distintas fuentes. Ver anexo digital para más detalles.	150
Tabla 36: Costos de desgastes. Fuente: (CNE, 2020)	153
Tabla 37: Resumen de resultados de entrevistas.	183

1 Introducción

La Energy Partnership Chile-Alemania entró en funcionamiento en abril de 2019. Se trata de una plataforma de diálogo y cooperación intergubernamental de alto nivel en el sector energético. Los socios principales de la Energy Partnership Chile-Alemania son el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania (BMWK) y el Ministerio de Energía de Chile (ME), junto con numerosas instituciones afiliadas y partes interesadas. Se basa en más de diez años de exitosos programas de cooperación por parte de la organización ejecutora – la GIZ – en el contexto energético chileno. La Energy Partnership facilita el diálogo político y la transferencia de conocimientos y tecnología para hacer posible estos cambios fundamentales.

La alta integración de proyectos de energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico chileno en el marco del proceso de descarbonización trae grandes desafíos para la seguridad y suficiencia del suministro eléctrico del país. Sin ir más lejos, el retiro programado de las centrales de carbón requerirá un esfuerzo muy importante en inversiones en energías renovables, dentro de las cuales, el almacenamiento será un actor de gran relevancia. El retiro progresivo de las tecnologías convencionales a base de combustibles fósiles establecerá importantes desafíos de índole técnico que superar, tales como mantener un suministro estable a lo largo del día, proveer al sistema de inercia y otras prestaciones que hoy las centrales térmicas entrega al sistema y contar con las medidas suficientes para reducir el riesgo de falla ante una mayor exposición a la variabilidad climática. En este panorama, los sistemas de almacenamiento jugarán un rol fundamental, pues permitirán que las tecnologías renovables puedan aportar estas prestaciones a la red y se conviertan en un sustituto eficiente para las tecnologías convencionales.

Es por ello que el Ministerio de Energía ha trabajado en una serie de políticas públicas que buscan regular e incentivar la inversión en sistemas de almacenamiento, reconociéndolo como un pilar fundamental para la integración de las energías renovables en la matriz energética. Al respecto, se promulgó durante el 2022 la ley de almacenamiento¹, la cual habilita la operación de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico chileno y su participación en todos los mercados asociados. Por otra parte, durante el año 2023 se ha estado tramitando la ley de impulso a las energías renovables, la cual establece una cuota obligatoria a los retiros de energía del sistema de un 60% anual proveniente de energías renovables y un 40% en los distintos bloques horarios del día. Esta última disposición tiene como principal objetivo estimular el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, pues estos permitirán desplazar generación renovable desde los bloques diurnos hacia los nocturnos. Por último, en el proceso de modificación del reglamento de transferencias de potencia se agregaron disposiciones para

1

<https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=15246&prmBOLETIN=14755-08>

permitir la incorporación de los sistemas de almacenamiento a este mercado, las cuales ya se encuentran en consulta pública en la página web del Ministerio².

En este contexto, la consultoría de este estudio denominado “Análisis del rol del almacenamiento en el proceso de transición energética de Chile y los factores que influyen en su desarrollo”, busca abordar los desafíos planteados entregando evidencia a los tomadores de decisión y a las políticas públicas relacionadas.

Este documento corresponde al informe final del estudio elaborado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile y Fraunhofer Chile. En la sección 3 se realiza una breve descripción de los distintos tipos de almacenamiento. En la sección 4 (“actividad 1”) se analiza la estructura de costos de los tipos de almacenamiento seleccionados. En la sección 5 (“actividad 2”) se analizan las tendencias de costos y fuentes de riesgos. En la sección 6 (“actividad 3”) se analizan los distintos mecanismos de mitigación de riesgo de suministro de los sistemas de almacenamiento. En la sección 7 (“actividad 4”) se analizan los distintos servicios de red que pueden proveer los sistemas de almacenamiento y se analizan experiencias internacionales. En la sección 8 (“actividad 5”) se proponen los instrumentos y herramientas de incentivo para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en Chile. Finalmente, en la sección 9 se presentan las principales conclusiones de este estudio. Los resultados de las entrevistas y modelos de costos en Excel se entregan como Anexo a este reporte.

² <https://energia.gob.cl/consultas-publicas/modificacion-al-reglamento-de-transferencias-de-potencia>

2 Objetivos

2.1 Objetivo General

El objetivo general de este proyecto es proveer de un análisis de las estructuras de costos, fuentes de riesgo, mecanismos de incentivo y servicios posibles de proveer para los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, bajo distintas configuraciones topológicas y considerando tanto sistemas de almacenamiento de corta duración como de larga duración, de forma de contar con información suficiente para aportar en la implementación de políticas públicas en materia de descarbonización de la matriz y la transición energética.

En particular, permitiendo establecer un enfoque priorizado respecto a aquellas tecnologías que tienen mayor chance de desarrollarse en el país y que exponen a un menor riesgo de suministro a la matriz eléctrica chilena.

2.2 Objetivos específicos

Se plantean los siguientes objetivos específicos para el estudio:

- Objetivo específico 1: Estudiar y establecer una estructura de los costos de inversión, operación y administración para distintas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica de corta y larga duración aplicables al sistema eléctrico nacional.
- Objetivo específico 2: Identificar las fuentes de riesgo de suministro, volatilidad en el precio y tendencias al alza o a la baja de las distintas componentes de costos identificadas para los sistemas de almacenamiento de corta y larga duración.
- Objetivo específico 3: Analizar, listar y describir los distintos tipos de servicios de red que los sistemas de almacenamiento tendrán para prestar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la contribución que estos tendrán a la suficiencia de este mismo.
- Objetivo específico 4: Estudiar y catalogar los distintos instrumentos y herramientas de incentivo y fomento posibles de implementar para acelerar la penetración de los sistemas de almacenamiento en la matriz energética chilena.

3 Descripción de sistema de almacenamiento

En los últimos años ha habido una serie de iniciativas que tienen como parte de sus objetivos promover el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en Chile. En el año 2022 se aprobó la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad³ la cual establece un marco legal más claro para la participación de los sistemas de almacenamiento puros en el mercado de la energía, potencia y servicios complementarios. La actualización de Política Energética de Largo Plazo⁴, también del año 2022, establece como meta la instalación de al menos 2.000 MW al 2030 y 6.000 MW de sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050. Durante el año 2023, el gobierno anunció la idea de licitar el desarrollo de 2.000 MW de almacenamiento de 4 horas de duración o 1.000 MW de 8 horas, los cuales deberían estar operativos durante año 2026. Por otra parte, en la última licitación de las distribuidoras se establecieron en las bases de licitación algunos incentivos para promover la participación de sistemas de almacenamiento.

Además, se ha avanzado en la definición de políticas que promueven el desarrollo tecnológico en Chile. La Estrategia Nacional del Litio, publicada durante el 2023, considera la creación de la Empresa Nacional del Litio la cual podría participar en todo el ciclo industrial, desde el catastro de recursos y la explotación del mineral, hasta su tratamiento y posteriores etapas industriales, como el armado de celdas de baterías y el reciclaje. Asimismo, se considera la promoción de procesos de refinación y obtención de químicos del litio, incluidos el carbonato y el hidróxido de litio, ambos de alta pureza (grado batería) y litio metálico; el desarrollo de elementos precursores de baterías, e incluso las primeras etapas de la cadena de valor de las baterías.

En cuanto a hidrógeno, el cual también puede jugar un rol relacionado al almacenamiento, Chile lanzó el año 2020 su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, donde se establecieron metas ambiciosas de 5 GW de capacidad de electrólisis instaladas y en desarrollo al año 2025, y 25 GW para el año 2030, lo que esperaría generar 100 mil empleos y US\$ 200 mil millones para 2040. Además, Corfo ha realizado durante 2023 una “Solicitud de Información” para levantar el interés de la industria nacional e internacional para fabricar y/o ensamblar electrolizadores y sus componentes en el país. Con nueve empresas que demostraron su interés, se espera que durante el transcurso del 2023 se inicie el proceso de “Solicitud de Propuestas”, para recibir las propuestas de las iniciativas con mayor detalle.

Además de baterías e hidrógeno, existen distintos tipos de sistemas de almacenamiento, los cuales son agrupados de acuerdo con su naturaleza tecnológica. La Figura 1 muestra una clasificación considerando los sistemas almacenamiento del tipo químicos, eléctricos, mecánicos, electromecánicos, térmicos, y biológicos.

Se incluye en el presente informe un análisis de las tecnologías CSP (Concentrated Solar Power – Concentración Solar de Potencia) y Batería de Carnot, como opciones de almacenamiento

³ Ver Ley 21505 en: <https://bcn.cl/39z5u>

⁴ <https://energia.gob.cl/energia2050>

energético. CSP es una tecnología de generación de energía renovable que utiliza espejos o lentes para concentrar la radiación solar en un punto focal y generar calor. Este calor se utiliza para producir vapor de agua que impulsa una turbina conectada a un generador eléctrico, generando electricidad.

Una característica importante de la tecnología CSP es su capacidad para almacenar energía térmica. Esto significa que puede seguir generando electricidad incluso cuando el sol no está brillando. Se utilizan materiales como sales fundidas o fluidos térmicos para almacenar el calor y liberarlo cuando sea necesario, alimentando el ciclo de generación en forma continua, dependiendo del tamaño y dimensionamiento del sistema de almacenamiento térmico. Actualmente opera en Chile una planta CSP, (Cerro Dominador, Región de Antofagasta).

Adicionalmente, se presenta en el Informe la tecnología de almacenamiento mediante baterías de Carnot. Esta tecnología consiste en la integración de un sistema de almacenamiento térmico, en base por ejemplo a sales fundidas, al igual que en el caso de CSP, a plantas termoeléctricas existentes hoy en día. El componente fósil para la generación de vapor de una planta termoeléctrica tradicional puede ser reemplazado por el sistema de almacenamiento mediante sales fundidas, en conjunto con un sistema de calentador eléctrico que permitirá subir la temperatura de las sales hasta el punto de operación requerido. A su vez, puede ser utilizado el mismo bloque de potencia de la planta termoeléctrica tradicional para la producción de electricidad, generando un ahorro en gran parte de los costos de inversión de la planta, pues se utiliza la misma instalación física, conexión eléctrica y restante infraestructura de la antigua planta térmica.

Químico	Mecánico	Eléctrico	Electroquímico	Térmico
- Hidrógeno - Biocombustibles - Nitrógeno líquido - Peróxido de hidrógeno	- Almacenamiento hidroeléctrico - Centrales bombeo - Aire comprimido - Almacenamiento gravitacional - Volante de inercia - Resortes en espiral	- Condensador - Supercondensador - Almacenamiento de energía magnética por superconducción	- Baterías - Baterías de flujo - Celdas de combustibles	- Sales fundidas - Ladrillos calientes - Acumulador de vapor - Almacenamiento en hielo - Almacenamiento en líquidos criogénicos - Estanque solar con gradiente salino - Almacenamiento térmico en grafito - Almacenamiento en materiales eutécticos - Acumulador de vapor sin fuego

Figura 1: Descripción de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento.

De todos estos tipos de sistemas de almacenamiento, cabe mencionar que para el caso de los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS, *battery energy storage system*), existen distintas tecnologías que conforman este tipo de almacenamiento, los cuales se diferencian tanto en los componentes como en las prestaciones. Algunas se mencionan a continuación:

- **Baterías LNMC:** *Lithium nickel manganese cobalt oxides*

Baterías de iones de litio con cátodo de óxido de litio-níquel-manganeso-cobalto y ánodo de grafito. El electrolito suele consistir en sales de litio sin agua (normalmente LiPF_6) en disolventes orgánicos con aditivos.

Estas baterías son actualmente los dispositivos de almacenamiento estándar utilizados en los vehículos eléctricos. Su densidad energética puede aumentarse incrementando el contenido de níquel en el lado del cátodo ("rico en níquel") y garantizando un alto contenido de silicio en el lado del ánodo ("dominante en silicio"). También se utilizan en aplicaciones estacionarias, donde suelen tener densidades energéticas medias para darles una mayor estabilidad cíclica.

- **Baterías LFP:** *Lithium iron phosphate*

Baterías de iones de litio con un cátodo de litio-hierro-fosfato y, normalmente, un ánodo de grafito. El electrolito suele consistir en sales de litio sin agua (normalmente LiPF_6) en disolventes orgánicos con aditivos.

Hoy en día, estas baterías se utilizan muy a menudo en una amplia gama de aplicaciones estacionarias, en particular en instalaciones interiores. Los últimos descubrimientos también han servido para aumentar considerablemente su densidad energética. Aunque su densidad energética es muy inferior a la de las pilas LNMC de alta energía, este tipo de baterías resulta cada vez más atractivo para su uso en electromovilidad, donde las autonomías medias de crucero son suficientes.

- **Baterías NaS:** *Sodium-sulfur*

Las baterías de alta temperatura de sodio-azufre constan de sodio fundido como material del ánodo y una malla de grafito empapada en azufre líquido. La temperatura de funcionamiento es de unos 300°C . El electrolito consiste en un tubo cerámico de óxido de beta-aluminio, que sólo es permeable a los iones de sodio. Este tipo de batería sólo se utiliza en aplicaciones estacionarias a gran escala.

- **Baterías ZBS:** *Zinc battery storage*

El sistema de almacenamiento de la pila de zinc consta de un cátodo de fieltro de carbono y un ánodo de plástico conductor recubierto de un material cerámico conductor. El electrolito de esta pila está compuesto por una mezcla de agua, zinc, haluros, aditivos y agentes amortiguadores.

- **Baterías NIB:** *Sodium-ion battery*

Las baterías de iones de sodio pueden consistir, por ejemplo, en un ánodo de carbono duro (el ánodo también puede consistir en residuos orgánicos, como cáscaras de avellana o maní), un cátodo de óxido estratificado y un electrolito orgánico.

- **Baterías VRFB:** *Vanadium redox flow battery*

Las baterías de flujo redox de vanadio suelen pertenecer a la clase de los sistemas terciarios de almacenamiento electroquímico de energía, es decir, constan de una unidad de conversión independiente conocida como pila, así como de depósitos independientes para almacenar los electrolitos positivo y negativo, también conocidos como catolito y anolito. Durante el funcionamiento, se utilizan bombas para transportar el catolito y el anolito a la pila.

A continuación, la Tabla 1 presenta algunas características de los distintos tipos de baterías.

Tabla 1: Características de los distintos tipos de baterías.

Atributo	LNMC	LFP	NaS	ZBS	NIB	VRFB
Voltaje nominal de celda (V)	3.6	3.3	~ 2	~ 1.7	~ 3.1	~ 1.6
Densidad energética gravimétrica (Wh/kg)	150 – 300	140 – ~ 200	100 – 250	40 – 80	135 – 140	15 – 50 (en relación a electrolitos)
Densidad energética volumétrica (Wh/l)	200 – 850	200 – ~ 350	150 – 300	50 – 100	215 – 280	20 – 70 (en relación a electrolitos)
Temp. de operación típica (°C)	0 – 45	0 – 45	300 – 340	-20 – 50	-20 – 60	5 – 50
Durabilidad (ciclos)	1,000 – ~6,000	1,000 – ~10,000	7,000 – ~ 8,000	~ 20,000	2,000 – ~5,000	> 10,000
Durabilidad (tiempo, años)	10 – 20	10 – 20	≥ 20	> 25	~ 20	5 – 20
Eficiencia DC – DC (%)	~ 90 – 98	~ 90 – 98	~ 70 – 85	75 – 80	hasta 97	60 – 75

En cuanto a la comparación de diversas tecnologías de baterías y su densidad energética gravimétrica y volumétrica, se presenta en la Figura 2.

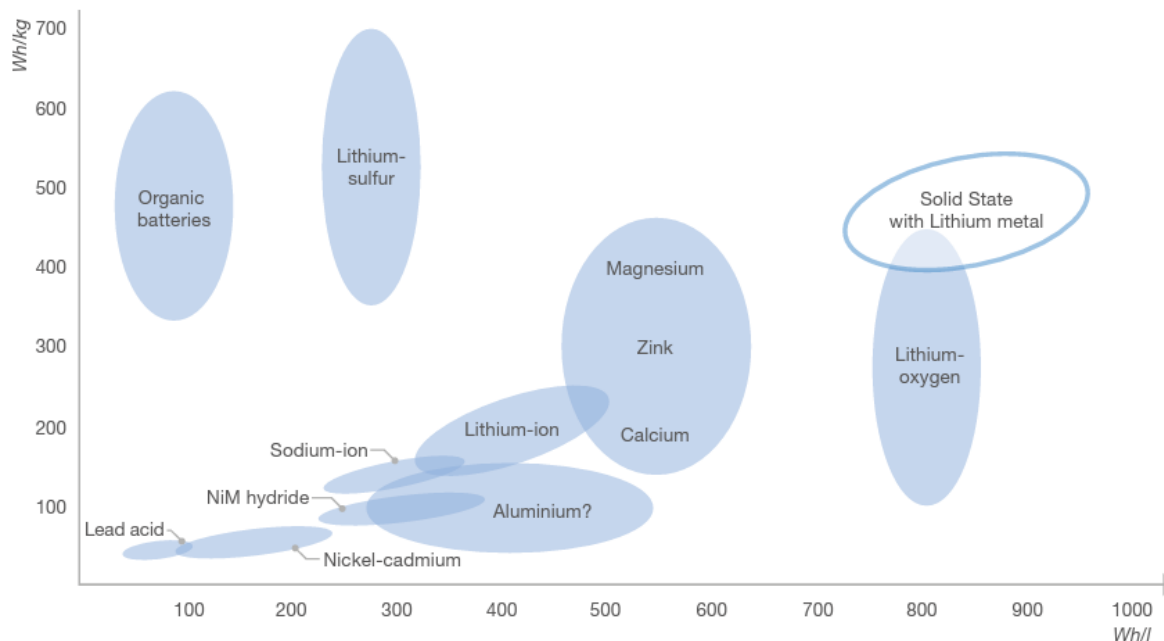


Figura 2: Densidad energética gravimétrica vs volumétrica. Fuente: Kompendium Lithium-Ionen-Batterien, 2021⁵.

En el contexto de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía y en la planificación de la transmisión eléctrica, en la cual participan distintas instituciones, se han incluido los distintos tipos tecnologías de almacenamiento. La Tabla 2 muestra las tecnologías de almacenamiento evaluadas en la PELP.

Tabla 2: Tecnologías evaluadas en PELP.

Tipo	Duración almacenamiento
BESS	1, 2 y 4 horas
Soluciones de aire comprimido (CAES)	4 horas
Baterías de Carnot	4 y 12 horas
Bombeo hidráulico	6 y 12 horas
CSP	6, 9 y 13 horas
Celdas de combustibles	-

Considerando las tecnologías que actualmente se desarrollan en Chile y los resultados de las proyecciones de escenarios de planificación energética de largo plazo, se analizarán las estructuras de costos de las siguientes tecnologías: baterías, centrales CSP con sistemas de almacenamiento, baterías de Carnot, almacenamiento asociado al desarrollo de hidrógeno verde en Chile, y soluciones de aire comprimido.

⁵ <https://www.dke.de/resource/blob/933404/fa7a24099c84ef613d8e7afd2c860a39/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf>

Debido a que en general es posible afirmar que las opciones de baterías en base a Li-ion (iones de Litio) presentan mayor grado de desarrollo en la actualidad, en este informe se profundizará el análisis en este tipo de sistemas. Por Li-ion se entiende las familias LNMC y LFP. Es importante destacar que LNMC, al presentar mayor densidad energética en Wh/kg, es la tecnología por la cual se opta en Electromovilidad, mientras que es posible afirmar que la tecnología LFP es más apropiada para soluciones estacionarias. Las soluciones LNMC, además de Litio, utilizan Níquel y Cobalto, que son minerales relativamente escasos y su extracción se concentra en países con problemáticas geopolíticas asociadas, (Rusia y RD del Congo respectivamente, 'Governance Related Risks'), mientras que las soluciones LFP (Litio-Ferro-Fosfato) no presentan esta problemática.

Finalmente es interesante destacar el desarrollo que están teniendo las baterías de tipo NaS (Sodio-Azufre) para soluciones de tipo estacionario, las cuales presentan la ventaja de depender de materiales altamente disponibles (Sodio, Azufre). Actualmente, este tipo de sistemas de almacenamiento para uso estacionario es ofrecido por parte de la empresa BASF de Alemania.

4 Estructura de costos

4.1 Baterías

De acuerdo con el reporte Annual Technology Baseline (ATB) 2023 de NREL⁶, se pueden obtener los costos de almacenamiento de baterías de ion litio (LIB) para un sistema de 60 MW con almacenamiento para 2, 4, 6, 8 y 10 hrs. En la Figura 3 se muestran el costo por capacidad de energía (US\$/kWh) y en la Figura 4 se muestra el costo por capacidad de potencia (US\$/kW).

Los costos de capital instalado del año base para BESS disminuyen con la duración (para almacenamiento directo, medido en US\$/kWh), mientras que los costos del sistema (en US\$/kW) aumentan. Este comportamiento inverso se observa para todas las tecnologías de almacenamiento de energía y destaca la importancia de distinguir los dos tipos de capacidad de la batería al analizar el costo del almacenamiento de energía.

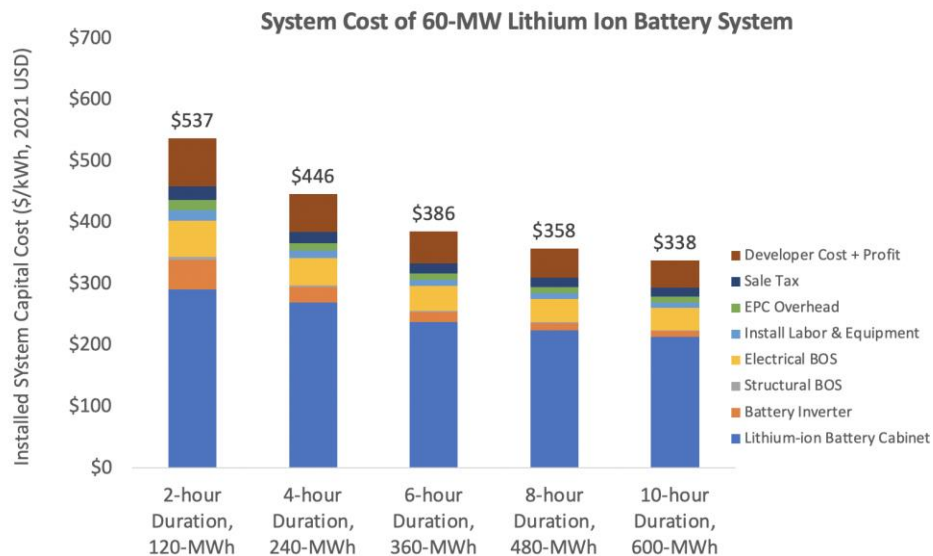


Figura 3: Costo de capital para una batería de 60 MW de potencia y capacidad almacenamiento de 2 a 10 horas (valores en US\$/kWh).

⁶ https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage

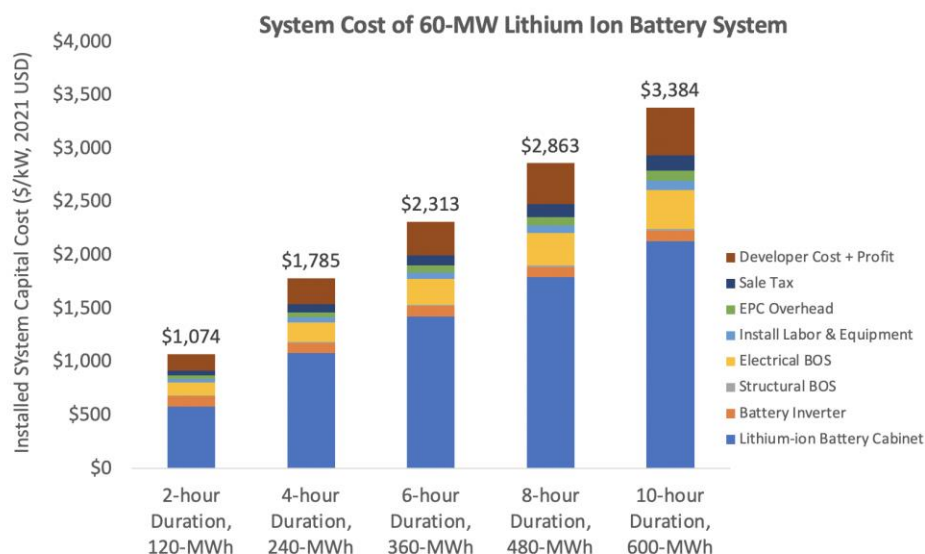


Figura 4: Costo de inversión para una batería de 60 MW de potencia y capacidad almacenamiento de 2 a 10 horas (valores en US\$/kW).

El modelo de costos “bottom-up” documentado por Ramasamy et al. (2022)⁷, contiene componentes de costos detallados para sistemas baterías aislados (así como baterías combinadas con PV). Los costos de una batería independiente de tipo utility-scale de 4 horas, para un sistema de 60 MW y 240 MWh de capacidad, se detallan en la Figura 5.

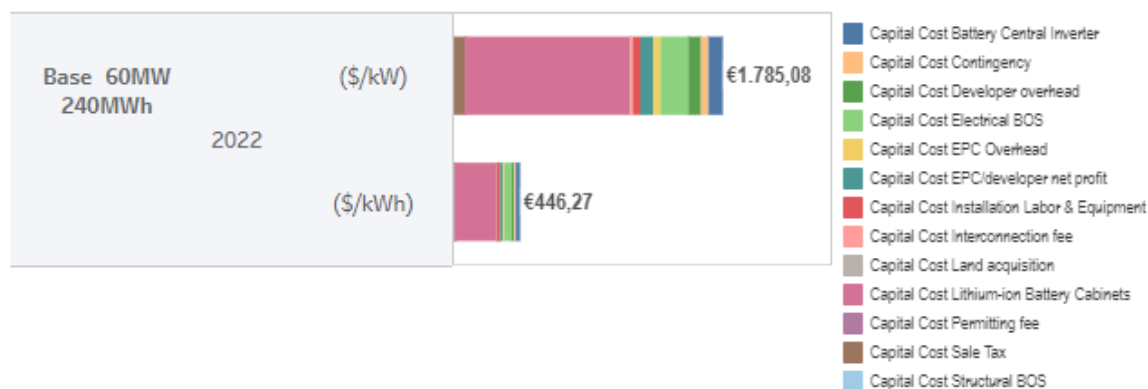


Figura 5: Estructura de costo para batería de 60 MW y 4 horas de almacenamiento.

Considerando otras fuentes internacionales y nacionales, se presenta en la Tabla 3 un resumen de las estructuras de costos de inversión para caracterizar los sistemas de baterías. Debido a

⁷ Ramasamy et al. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022. United States: N. p., 2022. Web. doi:10.2172/1891204.

las diferencias de caracterización aplicados por las distintas fuentes revisados, las componentes se agruparon según la similitud entre ellas.

Tabla 3: Resumen de estructura de costos de sistemas de baterías

INODU	CNE	BLOOMBERG	NREL
Baterías	Batería	Batería	Baterías
Inversor	Inversor	Sistema de conversión de energía	Inversor central de batería
Costo EPC	Suministro y Montaje Equipamiento Eléctrico	EPC	Gastos Generales EPC
Interconexión	Interconexión Eléctrica	Conexión a la red	Balance del sistema eléctrico
		Transformador	Mano de obra y equipo de instalación
		Sistema de gestión de energía	
Gastos generales del Desarrollador	Gastos De Gestión Del Propietario	Gastos generales del desarrollador	Costos Desarrollador
Utilidades del Desarrollador		Margen del desarrollador	Beneficio Desarrollador
		Margen del integrador de sistemas	
Balance de Planta	Costo Indirecto OOC & Montaje	Balance del Sistema	Balance del sistema estructural
Adquisición de Terreno	Obras Civiles Y Montaje		
Permisos			
Contingencias	Imprevistos		
	Fletes y Seguros		
			Impuesto de venta

Cabe mencionar que existen ciertos componentes transversales a las cuatro fuentes, como las baterías en sí, el inversor o EPC (en inglés Engineering, Procurement and Construction o Ingeniería, Compras y Construcción), habiendo otros componentes identificados que difieren entre fuente y fuente, como contingencias, impuesto de venta, entre otros, los cuales se mencionan en algunas fuentes y en otras no.

A continuación, se describen los componentes principales:

- Baterías: Consiste en el pack de baterías integrado por los componentes químicos y metálicos correspondientes.

- Inversor: Consiste el equipo necesario para transformar la corriente eléctrica del tipo DC a AC según los requerimientos del sistema (frecuencia).
- “Costo EPC” o EPC: representa el costo de la adquisición de materiales de construcción para las obras y la ingeniería asociada.
- Interconexión: está compuesta por todos los componentes necesarios para conectar el equipo de baterías a la red eléctrica tales como transformadores, subestaciones de control, sistemas de gestión de energía, entre otros.
- Gastos generales del desarrollador: Estos gastos de la instalación se pueden dividir según sean estos del desarrollador del proyecto o del integrador del sistema mediante la interconexión. Esto incluye gastos tales como servicios, estudios, seguros, honorarios, etc.
- Balance de planta (o balance del sistema): Considera dispositivos necesarios para la instalación tales como contenedores de batería, cableado eléctrico, controles electrónicos, sistemas de seguridad, entre otros. Algunas referencias dividen esta componente según la finalidad (eléctrico o estructural).

Además de lo anterior, se tienen componentes que consideran otros aspectos importantes, pero de menor costo, tales como permisos para la implementación del proyecto, reservas en caso de imprevistos, seguros para el transporte e impuestos aplicables. En cuanto al servicio de "grid-forming" solo abarca el componente de inversor dentro de un sistema de almacenamiento, lo cual corresponde a menos del 10% del costo total del sistema. Respecto al tipo de inversor, es necesario notar la diferencia entre los tipos de inversores más comunes para este tipo de aplicaciones. Los inversores de tipo grid-following se conectan a la red proporcionando una corriente constante por lo que necesitan que el voltaje se encuentre establecido. Es decir, se basan en “seguir” el voltaje y la frecuencia de la red. La sincronización a la red se realiza mediante un PLL (lazo de seguimiento de fase o en inglés Phase-locked loop) el cual permite determinar el ángulo de tensión de la red. Este tipo de conexión puede causar problemas de estabilidad en redes débiles, debido a que necesita que una red imponga tensión y frecuencia. Los inversores de tipo grid-forming se diferencian de los de tipo grid-following en que estos funcionan como una fuente de tensión, es decir, pueden imponer la magnitud y fase del voltaje, y la frecuencia. Además, este tipo de inversores suele no utilizar un PLL ya que cuentan con un lazo de control que considera una tensión de referencia que genera los valores de referencia para la salida de potencia. Este tipo de inversores tiene la capacidad de regular la tensión, contribuir a la inercia del sistema y potencia de cortocircuito, regular la frecuencia, entre otros. Por último, en cuanto a los costos asociados a operación y mantención (O&M), es posible considerar un OPEX de alrededor 2% del CAPEX, sin costos de reposición para una vida útil de 11 años (Cupelli, 2017)⁸.

Las siguientes figuras presentan una comparación entre las participaciones en los costos de los distintos componentes de una planta de almacenamiento BESS, según fuentes: NREL con plantas entre 2 y 10 hrs, de almacenamiento, correspondientes a capacidades energéticas de

⁸ L. Cupelli et al, Chapter Four - Simulation Tools and Optimization Algorithms for Efficient Energy Management in Neighborhoods, Energy Positive Neighborhoods and Smart Energy Districts, Academic Press, 2017.

120 a 600 MWh, respectivamente (Figura 6 y Figura 7), INODU con plantas de 5 hrs. de almacenamiento, con capacidades energéticas que varían entre 25 y 125 MWh (Figura 8) y plantas de 0,25 hrs. de almacenamiento, con capacidades energéticas de 2,5 y 50 MWh (Figura 9), y Bloomberg con un tiempo de almacenamiento de 1 hora y capacidad de almacenamiento energético de 50 MWh (Figura 10). Los datos muestran que, al aumentar la capacidad de almacenamiento energético, aumenta la participación en el costo del terreno, del sistema de baterías y de los inversores, mientras disminuyen el Balance of Plant, EPCs e interconexión. Los costos desde NREL no especifican el tipo químico de la batería debido a que están basadas en encuestas a distintos desarrolladores que utilizan por igual las baterías LFP y NMC (Chad and Blair, 2022). En el caso de Blomberg, las preferencias tecnológicas indicaban un 22% de baterías NMC y un 74% para baterías LFP. En el caso de la referencia de INODU, no se menciona el tipo de química de batería.

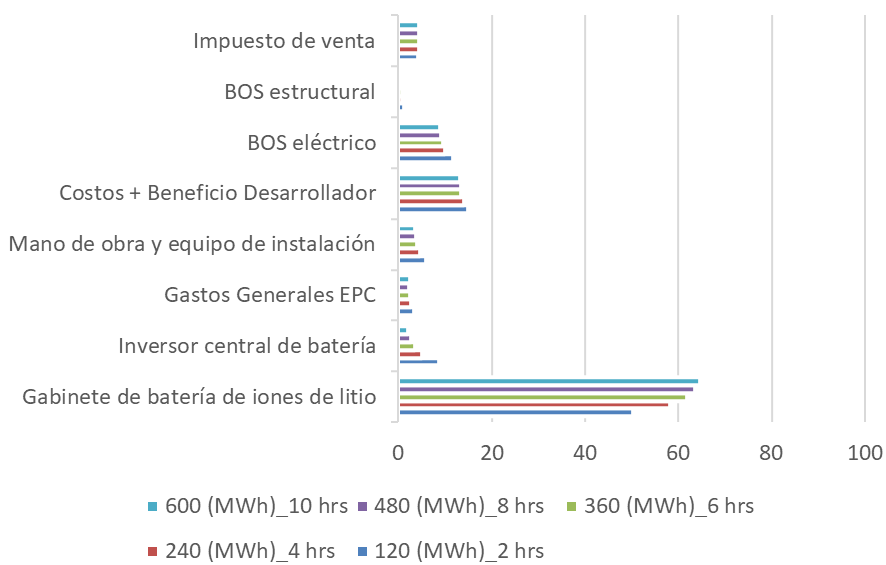


Figura 6: Porcentaje (%) de participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS según informe de NREL.

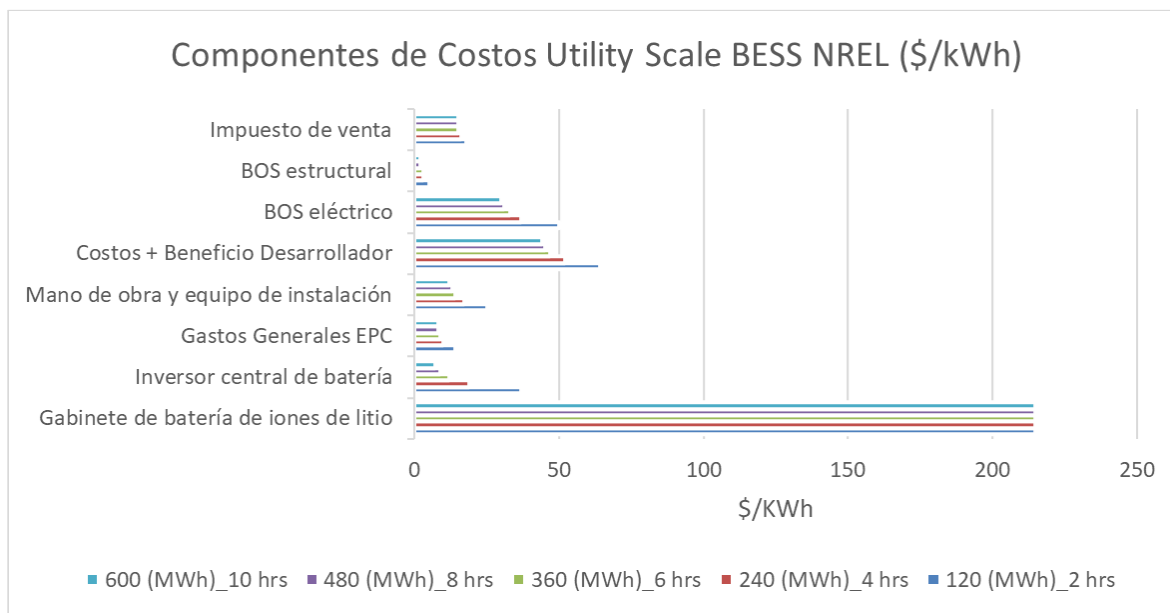


Figura 7: Participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS según informe de NREL, medido en US\$/kWh.

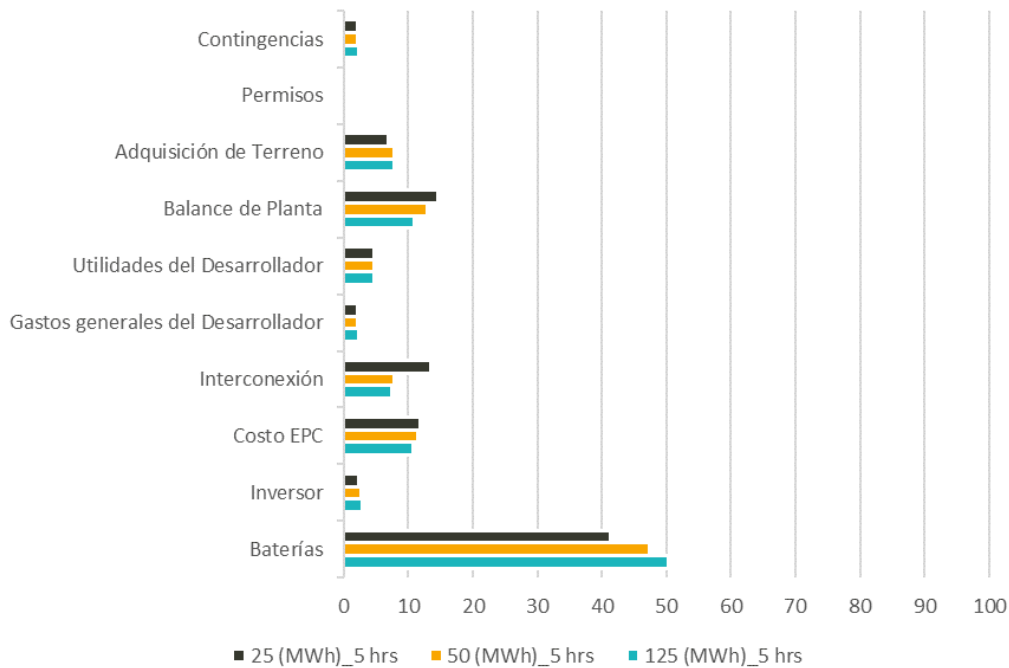


Figura 8: Porcentaje (%) de participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS, según informe de INODU para almacenamiento de 5 hrs. para distintas capacidades energéticas.

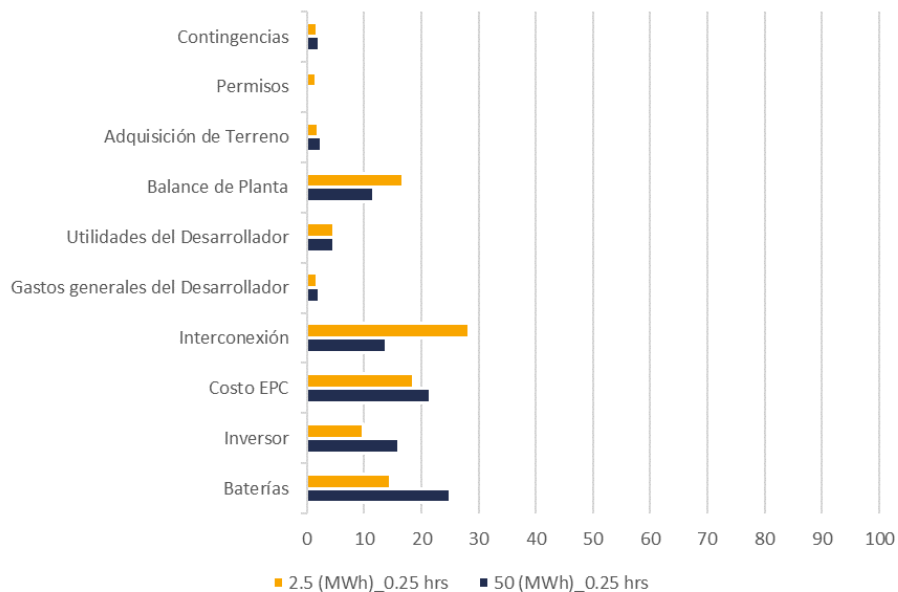


Figura 9: Porcentaje (%) de participación en los costos de los componente de Utility Scale BESS según informe de INODU para almacenamiento de 0,25 hrs. Para distintas capacidades energéticas.

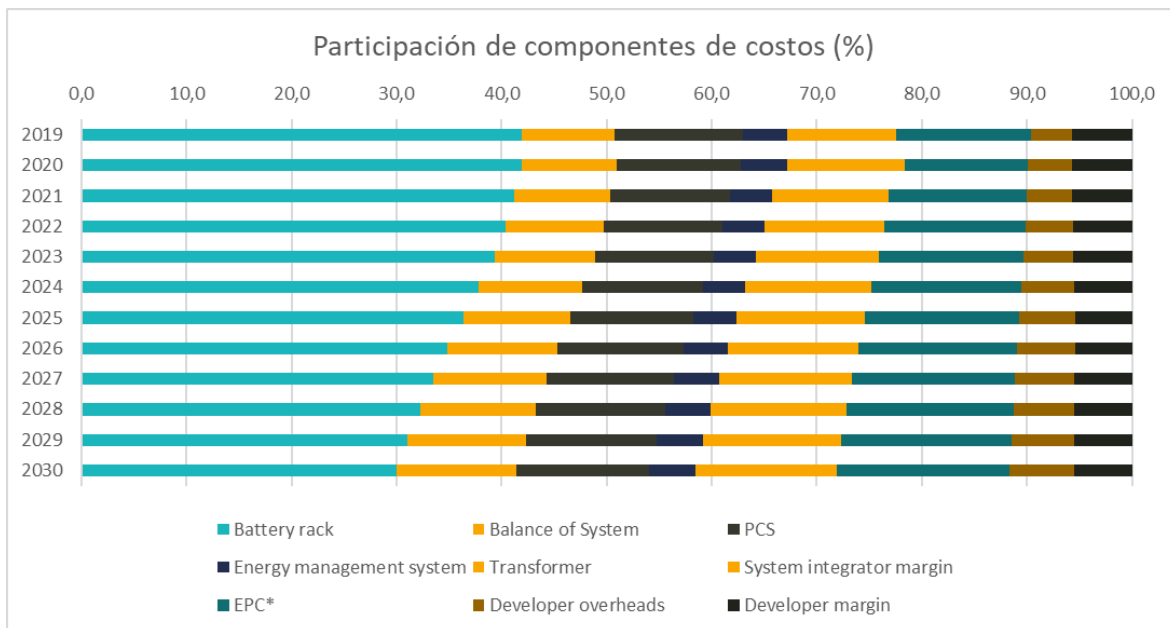


Figura 10: Porcentaje de participación en los costos de los componentes de Utility Scale BESS según informe de Bloomberg para almacenamiento de 1 hora Con capacidad energética de 50 MWh, proyectado anualmente hasta el 2030.

La Figura 11 presenta una comparación entre las estructuras de costos y los porcentajes relativos de participación de cada una, para baterías de similares características, en diversas configuraciones de capacidad y horas de almacenamiento. Las baterías y el inversor son las componentes de mayor peso de los costos de inversión, en todos los casos. Considerando las distintas fuentes, las baterías representan entre un 40% y 60% de los costos, mientras que el inversor representa como máximo hasta un 20%.

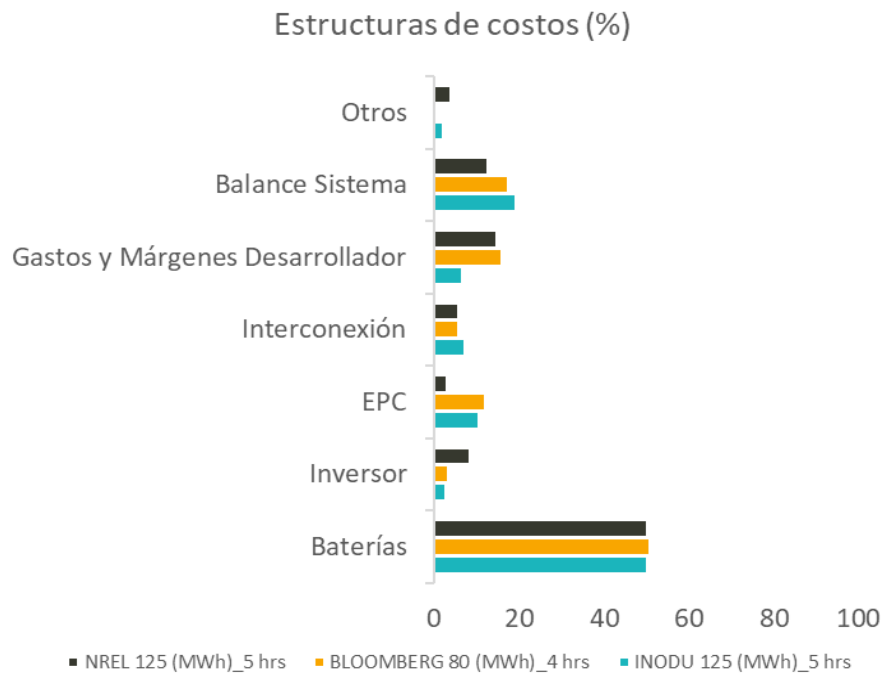


Figura 11: Porcentaje (%) de participación relativa de cada componente para las fuentes revisadas.

A nivel nacional existen pocos proyectos de sistemas de almacenamiento del tipo baterías que se hayan desarrollado. Se analizaron los costos de proyectos en Chile que figuren con solicitudes o aprobación de admisibilidad en curso. La Figura 12 representa los costos para proyectos de BESS en Chile. Los costos fueron obtenidos desde la página web de ACERA la cual contiene la información recopilada de los proyectos en tramitación o aprobados en el SEA y el área del círculo representa la capacidad de almacenamiento en MWh. El escenario moderado NREL proyecta un valor de entre 1700 a 2400 US\$/kW para los costos de inversión en el año 2023 para duraciones de entre 4 y 6⁹ horas. Este escenario corresponde se obtiene como el punto medio de las proyecciones de 2024, 2025, 2030 y 2050 obtenidos a partir de 14 fuentes de acuerdo con NREL¹⁰ y que implican reducciones de costos de un 37% entre 2022 y 2035 considerando una reducción promedio anual de un 1,4%.

⁹ https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage

¹⁰ Más detalles en Cole and Karmakar, Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update (<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>)

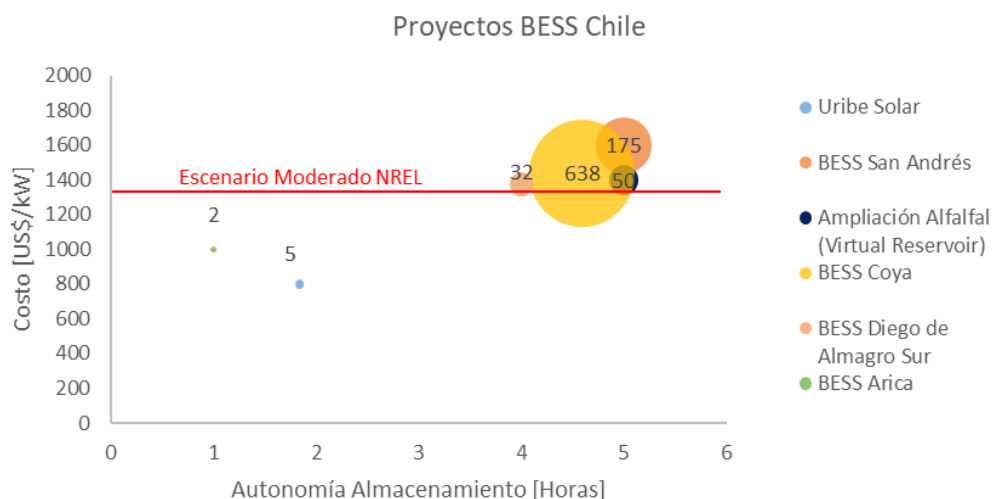


Figura 12: Costos de inversión de proyectos de BESS desarrollados Chile. El área del círculo representa la capacidad del almacenamiento en MWh.

Cabe destacar un reciente desarrollo de la empresa AES Andes en Chile, que acaba de anunciar la entrada en operación comercial de la planta Andes Solar II-B. La nueva central contará con una capacidad de 180 MW en paneles solares y tendrá un sistema de almacenamiento con una capacidad de 112 MW, en base a bancos de baterías. Será según declara la empresa, el sistema de almacenamiento más grande de Latinoamérica¹¹.

4.2 Concentración Solar de Potencia

Se examinaron los costos de las plantas de energía CSP, incluyendo los sistemas de almacenamiento térmico (TES), en términos de sus costos de inversión y operación, así como los valores de referencia actuales en forma de los costos de producción de electricidad de las plantas de energía CSP en subastas energéticas recientes a nivel mundial. Como fuente de información se consideraron los datos NREL, a partir de la información anual de referencia tecnológica para plantas CSP del año 2023. Esta información proporciona el gasto de capital actual (CAPEX) basado en tendencias históricas, estimaciones de costos actuales y proyecciones futuras bajo 3 escenarios. Esta información también se brinda en términos de costos de operación y mantenimiento (OPEX).

Los costos de CAPEX de la tecnología CSP tienen en cuenta varios componentes, incluyendo: costos de mejora del sitio, costos de terreno, costos del campo de heliostatos, costos de la torre, costos del receptor, costos del sistema de almacenamiento de energía térmica, costos del ciclo de energía, costos de contingencia y costos indirectos totales. Cabe señalar que cada componente depende en gran medida del diseño de la planta en términos de factores como el

¹¹ <https://www.revistaei.cl/2023/07/26/aes-andes-anuncia-operacion-del-mayor-sistema-de-baterias-de-almacenamiento-solar-de-america-latina>

"múltiplo solar", que se define como la relación entre la potencia térmica generada por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por la unidad generadora en condiciones nominales, así como del tamaño del sistema de almacenamiento de energía térmica dimensionado en horas, que también depende del tamaño de la unidad generadora de potencia de la planta CSP, ya que el sistema de almacenamiento de energía térmica debe ser capaz de generar la electricidad de potencia nominal a partir del sistema turbina-generator durante el número de horas especificado. La Figura 13 muestra la estructura estándar de una central CSP.

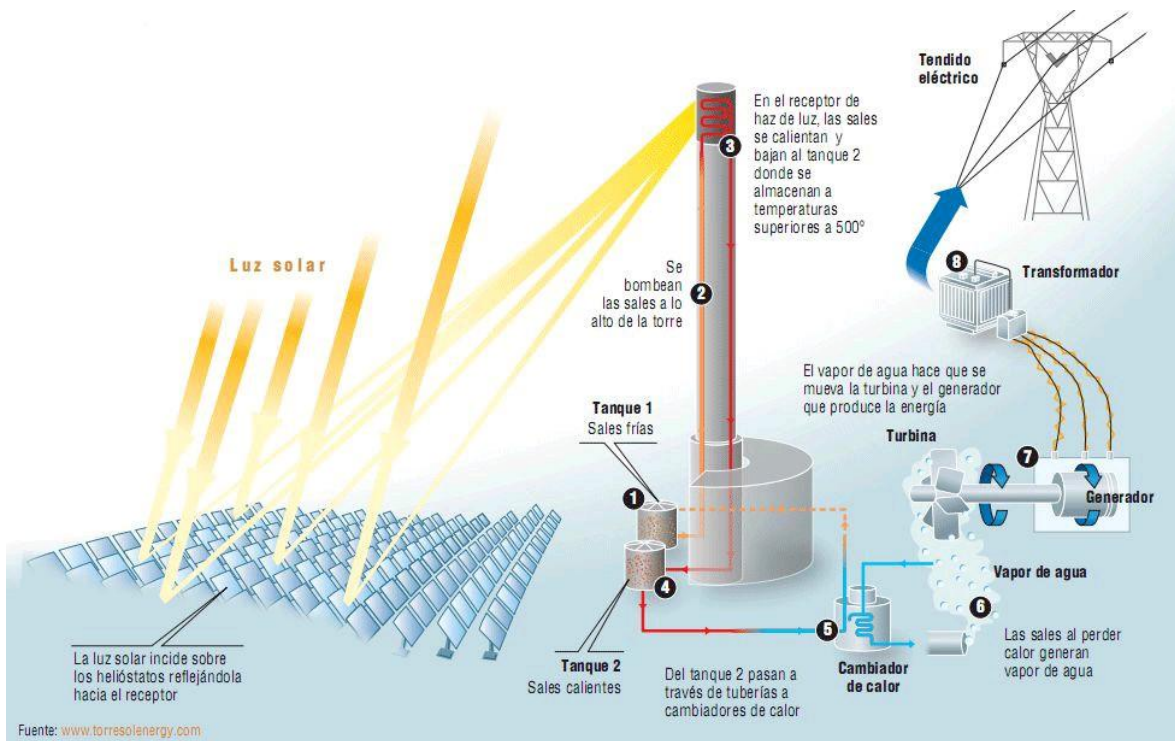


Figura 13: Ejemplo de planta CSP con sistema de almacenamiento. Fuente: Esquema de funcionamiento planta Gemasolar, www.torresolenergy.com, año 2011.

En la Figura 14 se presentan los datos correspondientes a las partidas de costo de plantas CSP de torre reportados. La composición de las partidas de costos de las distintas configuraciones de plantas CSP estudiadas, correspondientes a una combinatoria de plantas con múltiplos solares de 1.7 con 6 horas de TES, 2.0 con 9 horas de TES, 2.5 con 13 horas de TES, y una potencia de generación eléctrica de 50, 100 y 150 MW_e, se basan en los costos más actualizados, que son reportados por NREL en la última versión del software de simulación System Advisor Model (SAM 2022). Se eligieron estas configuraciones de plantas debido a que corresponden a las alternativas más frecuentemente instaladas a nivel comercial en el mundo, considerando su potencia de generación eléctrica, y por otro lado el tamaño de los sistemas de almacenamiento así como el múltiplo solar son consistentes para poder cargar el sistema de almacenamiento, y además se encuentran alineados con las configuraciones presentadas en la Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 del Ministerio de Energía. En ello, se puede observar que el porcentaje de cada partida de costos sobre el costo de inversión total de la planta varía

dependiendo de la configuración. Esto se explica dado que pueden existir plantas con el mismo diseño en términos de bloque de potencia, pero con un sistema de almacenamiento o campo solar de mayor o menor tamaño.

Las partidas de costos con mayor peso en el costo total de la planta corresponden al costo asociado al bloque de potencia, que oscila entre un 20.93% y 29.01% del costo total, y el costo asociado al campo solar que oscila entre un 21.81% y 25.80% del costo total. Por otra parte, tanto el receptor como el sistema de almacenamiento térmico presentan costos asociados relevantes, oscilando entre un 10.71% y 14.73% del costo total en el caso del receptor y entre un 6.51% y 11.10% del costo total en el caso del sistema de almacenamiento. Estos costos se encuentran intrínsecamente conectados al tamaño de la planta, puesto que son directamente dependientes de su diseño. El costo asociado a la torre oscila entre un 3.34% y 4.85% del costo total de la planta, presentando una menor participación en comparación a las otras partidas de costos estudiadas. Finalmente, el resto de las partidas de costos consideran contingencias, costo por terreno y costos indirectos. Esta información se presenta tanto en la Figura 14 como en la Tabla 4.

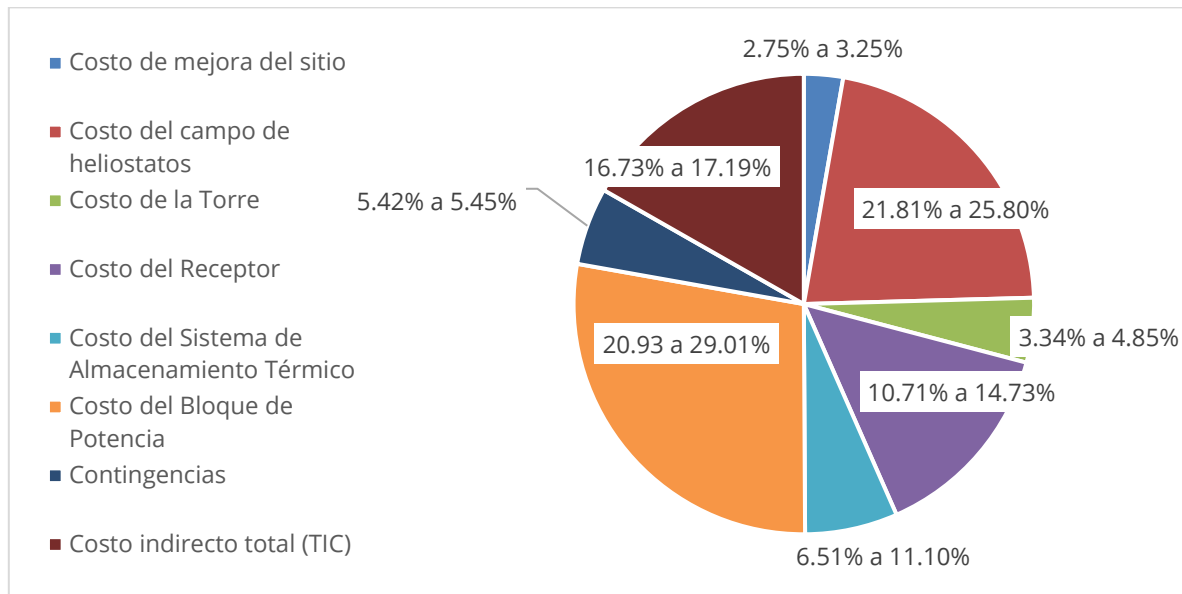


Figura 14: Ejemplo de planta CSPCSP con sistema de almacenamiento. Fuente: Esquema de funcionamiento planta Gemasolar, www.torresolenergy.com, año 2011

Tabla 4: Estructura de costos de plantas CSP de 50, 100 y 150 MW y 6, 9 y 13 horas de almacenamiento. Fuente: Fraunhofer en base a datos de NREL.

Costo total de inversión (CAPEX) 50MW	50 MW SM 1.7 TES 6H	50 MW SM 2.0 TES 9H	50 MW SM 2.5 TES 13H
Componente respecto del CAPEX total	% del CAPEX	% del CAPEX	% del CAPEX
Costo de mejora del sitio	2.75%	2.90%	3.00%
Costo del campo de heliostatos	21.81%	23.01%	23.80%
Costo de la Torre	4.54%	4.15%	4.69%
Costo del Receptor	14.30%	14.19%	14.73%
Costo del Sistema de Almacenamiento Térmico	6.51%	8.64%	10.59%
Costo del Bloque de Potencia	27.89%	24.66%	20.93%
Contingencias	5.45%	5.43%	5.44%
Costo indirecto total (TIC)	16.76%	17.02%	16.82%
Total	100.00%	100.00%	100.00%

Costo total de inversión (CAPEX) 100MW	100 MW SM 1.7 TES 6H	100 MW SM 2.0 TES 9H	100 MW SM 2.5 TES 13H
Componente respecto del CAPEX total	% del CAPEX	% del CAPEX	% del CAPEX
Costo de mejora del sitio	2.86%	2.98%	3.25%
Costo del campo de heliostatos	22.70%	23.66%	25.78%
Costo de la Torre	4.11%	4.25%	3.84%
Costo del Receptor	12.37%	12.11%	11.72%
Costo del Sistema de Almacenamiento Térmico	6.77%	9.04%	11.02%
Costo del Bloque de Potencia	29.01%	25.80%	21.78%
Contingencias	5.45%	5.45%	5.42%
Costo indirecto total (TIC)	16.73%	16.73%	17.18%
Total	100.00%	100.00%	100.00%

Costo total de inversión (CAPEX) 150MW	150 MW SM 1.7 TES 6H	150 MW SM 2.0 TES 9H	150 MW SM 2.5 TES 13H
Componente respecto del CAPEX total	% del CAPEX	% del CAPEX	% del CAPEX
Costo de mejora del sitio	2.97%	3.14%	3.25%
Costo del campo de heliostatos	23.56%	24.95%	25.80%
Costo de la Torre	3.83%	3.34%	4.85%
Costo del Receptor	10.95%	11.01%	10.71%
Costo del Sistema de Almacenamiento Térmico	6.89%	9.07%	11.10%
Costo del Bloque de Potencia	29.52%	25.88%	21.94%
Contingencias	5.44%	5.42%	5.44%
Costo indirecto total (TIC)	16.85%	17.19%	16.92%
Total	100.00%	100.00%	100.00%

También se consideraron otras fuentes de información para caracterizar la estructura de costos de las centrales CSP. La Tabla 5 resume las distintas fuentes nacionales e internacionales analizadas.

Tabla 5: Resumen de estructura de costo de plantas CSP considerando distintas referencias bibliográficas.

INODU	IRENA	NREL	CNE	Fraunhofer
Bloque de Potencia	Bloque de Potencia	Bloque de potencia	Suministro Equipamiento Mecánico General	Ciclo de Potencia
Campo Solar	Campo Solar	Colectores solares	Campo Solar (Helióstatos) (inc. Seguimiento)	Campo de heliostato
Receptor	Receptor	Receptor solar	Torre de Concentración Solar (inc. Receptor)	Receptor
Torre	Torre			Torre
Almacenamiento Térmico	Almacenamiento Térmico	Sistema de almacenamiento de energía térmica	Sistema de Almacenamiento Térmico (Sales)	Almacenamiento de energía térmica
		Sistema de fluido de tuberías y transferencias de calor		
Adquisición de Terreno	Costo del propietario	Adquisición de tierras	Terrenos	Costo de mejora del sitio
		Utilidades subterráneas		
		Preparación del sitio		
		Caminos de acceso	Caminos, Urbanización y Cierres	Costo indirecto total (TIC)
Permisos		Estudios ambientales y	Permisos y Concesiones	

INODU	IRENA	NREL	CNE	Fraunhofer
		permisos		
Gastos generales del Desarrollador		Costos de desarrollo	Servicios de Ingeniería y Estudios	
		Honorarios legales	Servicios de Administración del Proyecto	
		Estudios preliminares de viabilidad e ingeniería	Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental	
		Impuestos a la propiedad durante la construcción	Derechos de Internación / Gastos Aduaneros	
		Costos de seguro	Seguros Generales	
		Honorarios legales	Compensaciones a la Comunidad	
		Edificios para operaciones y mantenimiento	Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas	
Utilidades EPC/Desarrollador		Cierre perimetral de la planta	Otros Gastos	
Interconexión	Costo EPC indirecto	Subestación de control	Subestación de Salida	
		Conexiones internas y de	Línea de Transmisión	

INODU	IRENA	NREL	CNE	Fraunhofer
		control		
		Equipo eléctrico en el sitio	Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado	
		Electrónica de potencia	Servidumbres	
		Actualizaciones de subestación de transmisión	Suministro Y Montaje Equipamiento Eléctrico	
		Construcción de plantas	Obras Civiles Y Montaje	
		Equipo de planta de energía	Suministro Equipamiento Mecánico General	
		Transformadores	Transformadores	
		Trabajo y materiales distribuibles	Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones	
		Ingeniería	Costos Indirectos Construcción	
Costos Indirectos		Instalación	Gastos Generales de Construcción	
		Costos de seguro	Seguros Transporte	

INODU	IRENA	NREL	CNE	Fraunhofer
			Internacionales y Nacionales	
Inventario de repuestos		Inicio y puesta en marcha	Fletes Y Seguros	
Contingencias			Imprevistos	Contingencia

Algunas descripciones relevantes de los componentes específicos y que difieren de otros sistemas de almacenamiento:

- **Bloque de potencia:** Sistema que utiliza el calor captado o almacenado para producir vapor (ciclo agua-vapor), y posteriormente usa dicho vapor para producir electricidad a través de una turbina. En este caso este costo incluye el balance de planta (BoP, por sus siglas en inglés) dado que no es definido de manera desagregada. El BoP considera todos los componentes eléctricos (transformadores, switches, etc.), mecánicos (bombas, compresores, etc.) y de ingeniería para la operación del bloque de potencia de la planta.
- **Campo solar:** Sistema donde se redirecciona la energía solar térmica, compuesta por los espejos/colectores, la estructura y el sistema de seguimiento (tracking) si hubiera.
- **Receptor solar:** Sistema donde se concentra y se capta la energía solar térmica, compuesto por tubos receptores en el caso de sistemas cilíndrico parabólico y lineales Fresnel, y la torre solar en el caso de plantas de torre. La torre y el receptor mismo pueden mostrarse de forma desagregada en la estructura de costos.
- **Almacenamiento térmico:** Sistema que almacena la energía térmica en sales fundidas u otros fluidos, pudiendo desagregarse en el tanque y componentes de almacenamiento y los fluidos. Además, es posible considerar los intercambiadores de calor y las bombas de sales.

4.3 Baterías de Carnot

La tecnología de almacenamiento mediante baterías de Carnot presenta su principal ventaja en el hecho que puede ser integrada en plantas termoeléctricas existentes hoy en día. Para ello, se puede considerar que la componente fósil para la generación de vapor de una planta termoeléctrica tradicional puede ser reemplazada por el sistema de almacenamiento mediante sales fundidas, en conjunto con un sistema de calentador eléctrico que permitirá subir la temperatura de las sales hasta el punto de operación requerido.

Por otro lado, puede ser utilizado el mismo bloque de potencia de la planta termoeléctrica tradicional para la producción de electricidad, generando un ahorro en gran parte de los costos de inversión de la planta.

Se debe considerar un costo operacional alto, puesto que para cargar con energía térmica la batería de Carnot, es necesario utilizar electricidad, la que puede ser obtenida mediante una planta renovable, por ejemplo, una planta fotovoltaica dedicada, o comprando electricidad desde la red en horarios en que su costo es menor. Este hecho es clave para garantizar la rentabilidad económica del proyecto, ya que se requiere que el costo de la electricidad utilizada para cargar con energía térmica las sales fundidas debe ser considerablemente menor al precio de venta de electricidad de la planta, debido a la baja eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica del sistema.

La definición de los costos de inversión específicos (CAPEX) de la tecnología de baterías de Carnot considera dos componentes principales: el calefactor eléctrico para calentar las sales fundidas y el sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas. El costo específico de ambos componentes es presentado por NREL (SAM 2022), al ser utilizados en el módulo económico del software de simulación de sistemas energéticos SAM en su última versión de noviembre 2022, en la modalidad de simulación de sistemas de almacenamiento térmico-eléctrico (Electric Thermal Energy Storage – ETES). NREL define 104 USD/kWt como el costo específico para el calefactor eléctrico del sistema en términos de su potencia, y 22 USD/kWht como el costo específico del sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas en términos de la energía total a almacenar por el sistema, considerando todos los componentes del TES incluyendo las sales. En este caso, si se considera la posibilidad de integración a plantas termoeléctricas existentes, mediante la reconversión de centrales termoeléctricas es factible ahorrar en su totalidad el costo de inversión del ciclo de potencia de la planta, solamente considerando un costo asociado a la integración del sistema de almacenamiento térmico con el ciclo de potencia. El costo del ciclo de potencia representa una parte importante de la partida de costos del sistema en caso de ser considerado, ascendiendo a 1040 USD/kWe, valor presentado por NREL en el software SAM 2022. El costo asociado a la integración con el ciclo de potencia existente corresponde a 10 USD/kWt, como se presenta en el estudio del Centro Aeroespacial Alemán (DLR) titulado “Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile” presentado en agosto 2020 en conjunto con GIZ para el Ministerio de Energía de Chile.

El costo de la electricidad para cargar el sistema de almacenamiento térmico dependerá exclusivamente del precio de compra de la energía eléctrica al que haya llegado mediante un contrato (PPA) la planta en sí, o al costo de la electricidad en la red durante las horas de carga del sistema. Por lo anterior, es conveniente comprar electricidad de la red cuando hay abundancia de generación y el valor disminuye al mínimo. Por otro lado, se puede utilizar una central fotovoltaica dedicada para producir la electricidad requerida para la carga del sistema de almacenamiento, en dicho caso el costo de la electricidad podría ser equivalente al costo nivelado de la electricidad (LCOE) de la planta, que acorde a las proyecciones presentadas por el Annual Technology Baseline 2023 de NREL proyectan un valor entre 38 a 40 USD/MWh, con proyecciones de disminución de costos en los años venideros alcanzando en el mejor de los casos costos inferiores a 20 USD/MWh en 2032.

4.4 Almacenamiento asociado al hidrógeno – según ruta propuesta Power-to-Power (P2P)

4.4.1 Descripción General – Hidrogeno Verde

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero afecta a todos los sectores, como la generación de energía, el transporte, la calefacción de edificios, la agricultura y también la minería. La conversión de estos sectores a electricidad renovable o a portadores de energía basados en energía renovable es una vía que puede garantizar la descarbonización. Esto resulta en una mayor demanda de fuentes de energía renovable, como la eólica y la solar. Debido a su generación de energía fluctuante y las capacidades de almacenamiento eléctrico actualmente limitadas, el almacenamiento de energía química en forma de hidrógeno puede ser un pilar central en los futuros sistemas energéticos.

El hidrógeno ofrece una amplia gama de aplicaciones. Puede ser utilizado directamente para la movilidad, como materia prima en la industria química o como almacenamiento de energía para una posterior conversión de electricidad. Además, es posible producir líquidos como metanol o amoníaco a partir de hidrógeno y dióxido de carbono o nitrógeno, respectivamente. Mediante el procesamiento adicional de estos productos químicos, incluso se pueden producir combustibles sintéticos como el dimetiléter (DME). La Figura 15 muestra una selección de rutas discutidas para el hidrógeno.

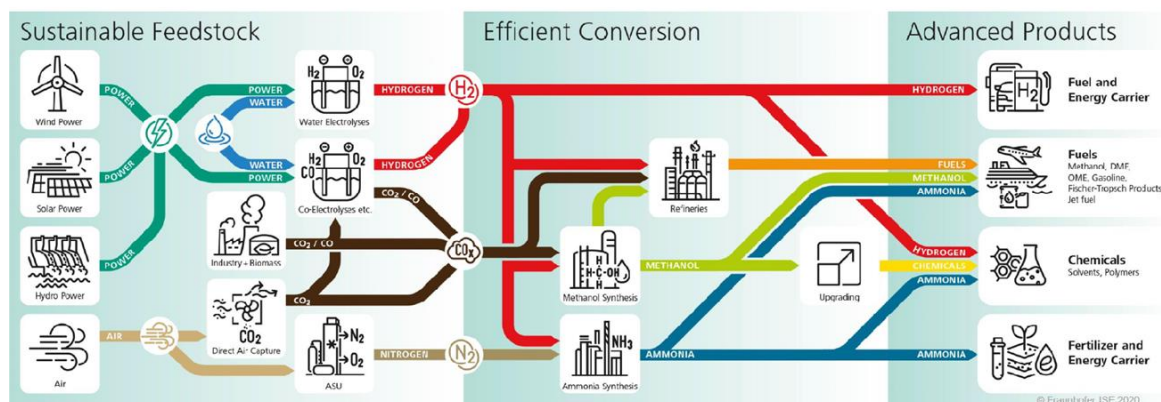


Figura 15: Las diversas rutas del Hidrógeno como Vector Energético¹².

4.4.2. Soluciones de Almacenamiento de tipo Power to Power (P2P)

Para los efectos de este estudio, se considera la ruta indicada en color rojo en el diagrama anterior, basada en el uso de hidrógeno puro como vector energético o 'portador' energético. En este caso se habla de la familia de aplicaciones P2P o 'Power to Power', en que el hidrógeno producido a partir de energía eléctrica, (renovable para tener 'hidrógeno verde'), y luego almacenado y eventualmente transportado, puede ser nuevamente convertido a energía

¹² Fuente: Fraunhofer ISE, 2021

eléctrica, mediante el uso de celdas de combustible u otros dispositivos, tales como motores de combustión de cogeneración calor y electricidad, adaptados a uso de hidrógeno puro. Al tratarse el hidrógeno de una molécula que puede ser almacenada en forma gaseosa o líquida, o incluso combinada con otras moléculas para producir otros elementos químicos tales como amoníaco o metanol, se habla de ‘almacenamiento estacional’, por largos periodos de tiempo, desde algunas horas hasta días o semanas.

El diagrama de esta solución de almacenamiento en base a hidrógeno se expone en la Figura 16 (en base a celdas de combustible o fuel cells):

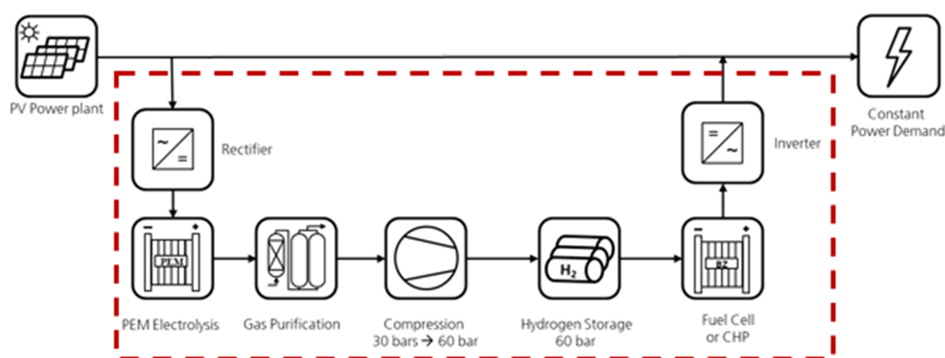


Figura 16: proceso P2P Re-electrificación del hidrógeno¹³.

En el norte de Chile, se encuentra la radiación solar más potente de nuestro planeta. La generación de electricidad con energía solar es más competitiva que la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles¹⁴. Además, los vientos terrestres en la parte sur de Chile alcanzan una potencia equivalente a la de la energía eólica marina en otros países¹⁵

Esto lleva a bajos costos nivelados de electricidad renovable y, por lo tanto, se espera que los costos nivelados del hidrógeno verde en el futuro sean significativamente inferiores a los de otros países productores de hidrógeno. Además de la necesidad global de energía verde, esto supone una oportunidad única para la economía de Chile y una oportunidad para descarbonizar sus grandes sectores industriales, como la minería.

El alcance del sistema del almacenamiento que se propone como actualmente más viable se enfoca en la producción del Hidrógeno a través del electrolizador PEM, la purificación, la

¹³ Fraunhofer ISE, Internal Information, 2021

¹⁴ Evaluation of the Levelized Cost of Energy with New Costs for Concentrating Solar Power Tower Plants in Northern Chile and Impact of Green Taxes, Catalina Hernandez & Others, Fraunhofer Chile Research, 2022, (<https://www.fraunhofer.cl/es/publicaciones/papers.html>)

¹⁵ <https://globalwindatlas.info/es>

compresión, el almacenamiento de H₂ en tubos y la re-electrificación mediante una pila de combustible y un inversor.

4.4.3. Componentes del sistema

Electrólisis del agua

El hidrógeno es uno de los elementos más abundantes en la superficie de la Tierra, principalmente unido químicamente en hidrocarburos y agua. Sin embargo, el hidrógeno molecular gaseoso es muy raro en la atmósfera. La descomposición electroquímica del agua para producir hidrógeno y oxígeno es un proceso bastante simple. Se conectan dos electrodos en un electrolito a una fuente de corriente continua (CC). Es una reacción endotérmica que requiere el suministro de energía. Por lo tanto, una vez que se aplica un voltaje de celda lo suficientemente alto, se lleva a cabo la reacción de reducción-oxidación (redox) que produce hidrógeno en el cátodo (electrodo negativo) y oxígeno en el ánodo (electrodo positivo). Se utiliza un separador semipermeable para separar ambas mitades de la celda y evitar la mezcla de los gases producidos, al mismo tiempo que permite el transporte de iones. La reacción general de la descomposición del agua se expresa mediante la siguiente ecuación de la Figura 17:

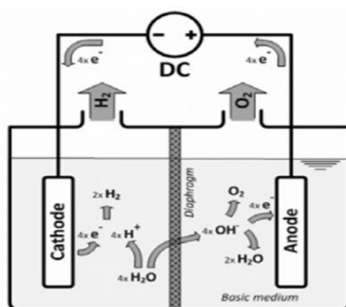
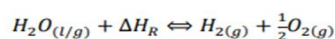


Figura 17: Principio de funcionamiento de electrolizador¹⁶.

Este principio de funcionamiento fundamental es válido para todos los tipos de celdas de electrólisis del agua; solo difieren en el electrolito utilizado. Las tecnologías más relevantes son las celdas de electrólisis alcalina (celda AEL), que funcionan con un electrolito líquido básico, las celdas de electrólisis con membrana de electrolito de polímero (PEMEL), donde se utiliza un ionómero ácido, y las celdas de electrólisis de óxido sólido o alta temperatura (SOEC), que tienen un óxido sólido como electrolito. Debido a los diferentes tipos de electrolitos, las celdas funcionan a diferentes temperaturas y valores de pH. La Tabla 6 resume las características

¹⁶ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS, 2021

técnicas típicas de las diferentes tecnologías. Además de las tecnologías mencionadas, se están desarrollando otras tecnologías, pero aún tienen un bajo nivel de madurez tecnológica (TRL) y, por lo tanto, no se mencionan aquí.

Tabla 6: Principales características de las cuatro tecnologías relevantes de electrólisis¹⁷.

	Alkaline electrolysis	PEM electrolysis	High-temperature electrolysis
Electrolyte	Liquid electrolyte KOH	Acidic polymer membrane	Solid Zircon ceramic
Temperature range	60 - 90 °C	RT - 80 °C	700 - 900 °C
Reversible Operation	No	No	Yes
Technology Readiness Level (TRL)	8-9 (industrial mature)	7-8 (commercially available)	4-6 (Laboratory and demo operation)
Specific electrical energy demand	4.2 – 5.8 kWh/Nm ³ H ₂	4.5 – 6.8 kWh/Nm ³ H ₂	3.6 – 4.0 kWh/Nm ³ H ₂ + steam > 200°C

¹⁷ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS), 2021

Tabla 7: Ventajas y desventajas de las principales tecnologías de electrólisis¹⁸.

	AEL	PEMEL	HTEL
Advantages	• Mature and proven technology • Use of abundant and inexpensive materials • MW stacks enable systems with large capacities	• Very high power densities • Compact design and small footprint • Fast start up time, fast load changer • Suitable for high pressure operation • Stacks in MW range available	• Highest electrical efficiency if steam (> 200°C) is available
Disadvantages	• Usage of KOH • Low power densities • Mostly atmospheric operation • Higher effort for pressurized operation necessary • Slow starting time	• Use of expensive materials as titanium and critical platinum group metals (PGM) on cell level	• Limited stack size (kW) requires numbering up for larger capacities • High efficiencies only with additional heat input • Only small systems (< 1 MW) from one supplier • Limited dynamic operation (not suitable for combination with RE) • Low TRL

Como bien se puede observar en la Tabla 7, la tecnología PEMEL asegura un arranque rápido y un buen comportamiento dinámico para adaptarse a los cambios de carga, lo cual sería beneficioso al acoplarse con la energía solar fotovoltaica, caracterizada por sus frecuentes fluctuaciones. Las fases de arranque más largas y los posibles problemas de vida útil debido a los ciclos diarios de encendido y apagado, hacen que la celda AEL sea considerada como la segunda opción en este contexto. En la misma línea, la tecnología HTEL requiere una fuente de calor de alta temperatura y favorece sistemas de baja dinámica.

En este informe se enfoca en los sistemas PEM y AEL como sistemas más avanzados en la etapa del desarrollo.

4.4.4. Estructura general de costos

Los costos de inversión o costos de capital de un sistema de electrólisis son los costos de configuración únicos de la instalación, incluidos los costos de diseño y planificación. No se incluyen los costos de desarrollo del terreno o sitio de instalación. Si el sistema de electrólisis se

¹⁸ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS). 2021.

entrega como una solución en contenedor, la gestión térmica integrada, el concepto de seguridad y la carcasa están incluidos en los costos de inversión. Sin embargo, los recintos y las carcasas a menudo no forman parte de los costos de inversión para instalaciones más grandes de plantas de electrólisis.

4.4.4.1 Modelo de costos de la electrólisis alcalina

La Tabla 8 muestra los principales componentes y materiales de la célula y la pila, que se determinan para este estudio. Las especificaciones para 2030 están sujetas a la suposición de cierto progreso tecnológico en áreas relevantes para el rendimiento, pero se justifican mediante una revisión bibliográfica y entrevistas con expertos en AEL.

Tabla 8: Principales componentes y materiales de la célula y la pila¹⁹.

Alkaline Electrolysis		
	2020	2030
Electrolyte	Potassium hydroxide KOH 25 %	Potassium hydroxide KOH 25 %
Separator	ZrO ₂ based diaphragm (500 µm)	ZrO ₂ based diaphragm (220 µm)
Cathode side		
Electrode substrate	Woven nickel mesh	Steel expanded metal sheet, nickel coated
Catalyst material	Mixed metal oxides (e.g. RuO ₂)	Mo-doped Raney nickel (Ni- Al-Mo)
Anode side		
Electrode substrate	Expanded nickel sheet	Expanded stainless steel, nickel coated
Catalyst material	Nickel based (Raney Ni-Al)	Nickel based (Raney Ni-Al)
Bipolar plates	Stainless steel, Nickel coated	Stainless steel, Nickel coated
Current collector	Expanded steel plate, Nickel coated	Expanded steel plate, Nickel coated
End plates	Stainless steel	Stainless steel
Elastic elements	Woven nickel mesh	Woven nickel mesh
Sealing	PTFE	PTFE

En general, no se espera que hasta el año 2030 se comercialice ningún nuevo concepto de célula ni ninguna pila AEL rediseñada que cambie las reglas del juego. Aunque cabe esperar mejoras incrementales y continuas, especialmente hacia densidades de potencia más elevadas manteniendo un bajo costo de los materiales y una eficiencia similar. Sin embargo, podría

¹⁹ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS). 2021.

conseguirse una menor complejidad de las células con más componentes integrados o menos componentes en general, lo cual no se tiene en cuenta directamente aquí, sino que se considera más bien mediante reducciones generales del costo de los componentes. En consecuencia, los principales avances hacia 2030 en el diseño de pilas de AEL se observan en el nivel de los componentes de las células, en primer lugar, el separador, los sustratos de los electrodos y los materiales de los catalizadores.

De acuerdo con la selección de los componentes y materiales de la pila, ésta se ha diseñado para satisfacer las capacidades de entrada típicas de 2,5 MW y 10 MW en 2020 y 2030, respectivamente. Los parámetros resultantes de la pila se enumeran en la Tabla 9.

Tabla 9: Parámetros técnicos para el modelo de costo de las pilas de combustibles, según potencia nominal de entrada, perspectivas al 2030²⁰

	2020	2030
Rated Stack Input Power (DC)	2.5 MW	10 MW
Cell Area	20,000 cm ²	30,000 cm ²
Number of Cells per Stack	116	200
Rated Current Density	0.6 A/cm ²	1 A/cm ²
Rated Cell Voltage (BoL)	1.8 V	1.7 V
Stack Current	12,000 A	30,000 A
Stack Voltage (BoL)	208 V	340 V
Faradaic Efficiency	99 %	99 %
Pressure Cathode	1 bar	1 bar
Pressure Anode	1 bar	1 bar
Temperature	80°C	80°C
Voltage Efficiency	82 %	87 %
H ₂ Production Stack	51.8 kg/h	223.9 kg/h
	576 Nm ³ /h	2,485 Nm ³ /h
Specific Energy Consumption	48.3 kWh/kg	45.6 kWh/kg
	4.35 kWh/Nm ³	4.1 kWh/Nm ³

Los parámetros para 2020 representan un diseño general, más que una configuración comercial específica. Las proyecciones de parámetros hacia 2030 de la tabla anterior se orientan en función de las recientes actividades de investigación y tendencias de desarrollo en componentes de pilas alcalinas de nueva generación, conocimientos de expertos y desarrollos de objetivos, alineados con el potencial de las elecciones de materiales determinadas en la Figura 18.

²⁰ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS). 2021

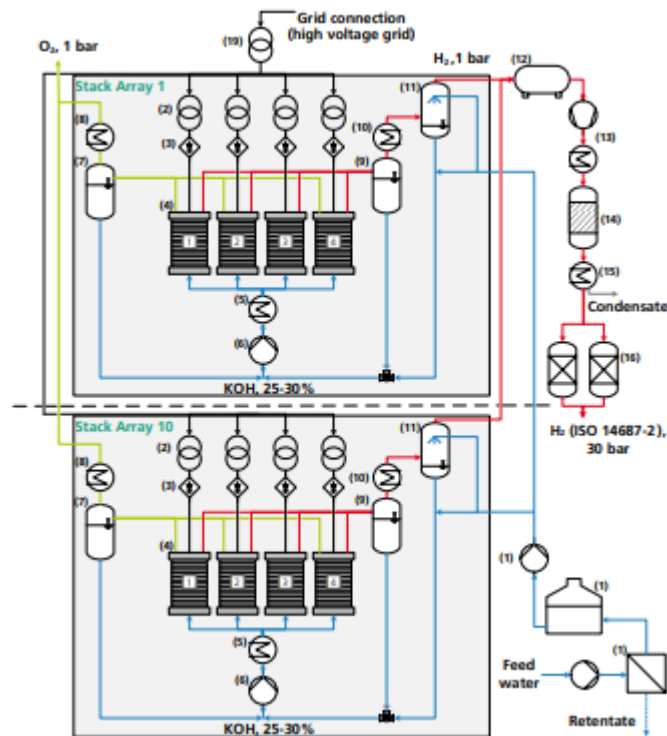


Figura 18. Diseño esquemático del sistema para la planta de electrólisis alcalina de 100 MW de última generación²¹.

Para obtener una visión general de los costos totales a nivel de sistema, se desarrolla un modelo del sistema para componentes y periféricos. En el modelo se tienen en cuenta los layouts y los resultados de la simulación. Los costos específicos del sistema resultantes se muestran en la Figura 19. La mayor parte de los costos corresponde a los componentes combinados del balance de la instalación. Los resultados muestran una fuerte disminución de los costos específicos totales del sistema a medida que aumenta su tamaño, con una reducción de costos hacia 2030 de alrededor del 25-30% en comparación con 2020.

La razón de esta reducción de costos es el ahorro en equipos gracias a la ampliación y numeración de los componentes necesarios para el equilibrio de la planta, como la unidad de

²¹ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS). 2021.

compresión y la instrumentación, y a la minimización del esfuerzo general de ingeniería por capacidad instalada.

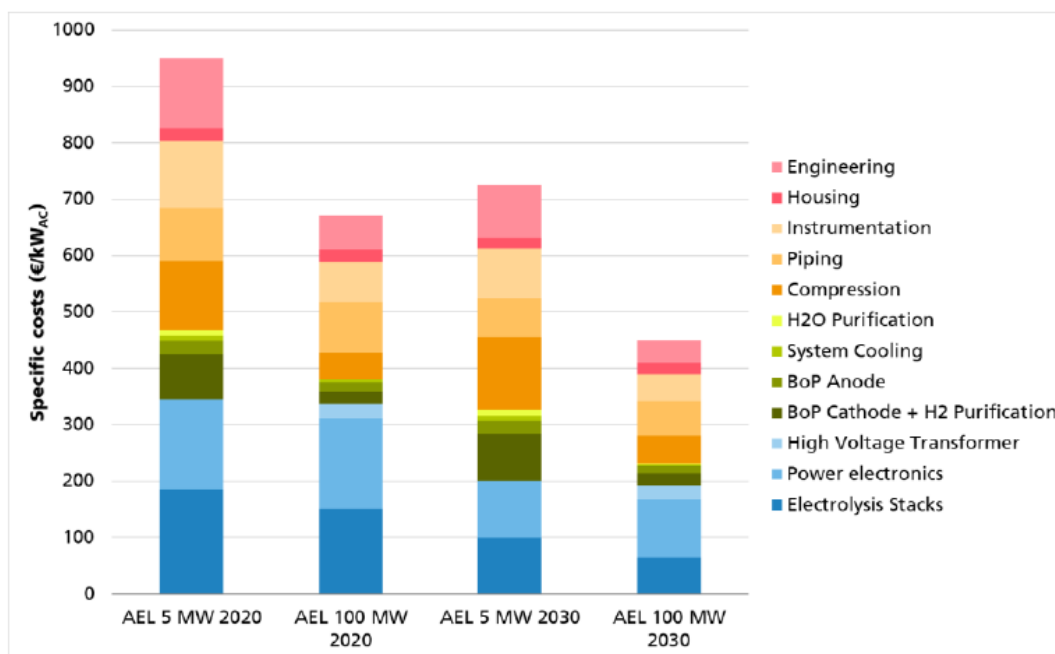


Figura 19: Costos específicos de los sistemas AEL de próxima generación de 5 MW y 100 MW (incluidos compresores mecánicos) para escenarios de diseño 2020 y 2030²².

4.4.4.2. Modelo de costos de la electrólisis PEM

La metodología utilizada para el análisis de costos de los sistemas de electrólisis de agua PEM es la misma que la utilizada para los sistemas AEL. La Tabla 10 muestra los componentes principales seleccionados de la pila y la célula y los materiales respectivos, que se consideran para el modelo de costos de la pila de electrólisis PEM en este estudio. En cuanto a la pila de electrólisis alcalina, las especificaciones para 2030 están sujetas a la suposición de cierto progreso tecnológico.

²² Fuente: Fraunhofer SE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS). 2021.

Tabla 10: Principales especificaciones para stacks de electrolizadores PEM, evolución esperada 2020-2030²³

PEM Electrolysis		
	2020	2030
Electrolyte	solid polymer electrolyte	solid polymer electrolyte
Membrane	PFSA based membrane	Hydrocarbon based membrane
Cathode side		
Catalyst loading	1.0 mg/cm ²	0.4 mg/cm ²
Catalyst material	Platinum	Platinum
Anode side		
Catalyst loading	2.0 mg/cm ²	0.8 mg/cm ²
Catalyst material	Iridium oxide	Iridium oxide
Bipolar plates	Structured titanium plates Grade 2 Thickness: 1mm	Structured titanium plates Grade 2 Thickness: 1mm
Bipolar plate coating (anode side)	1 µm Ta	1 µm Ta
Porous transport layer	Carbon fiber (cathode) Titanium fiber (anode)	Carbon fiber (cathode) Titanium fiber (anode)
End plates (Pressure plates)	Stainless steel 1.4301 / AISI 304	Stainless steel 1.4301 / AISI 304

No se esperan nuevos conceptos fundamentales de pila hasta 2030. El mayor reto será aumentar la densidad de corriente y reducir el voltaje de la pila en combinación con una reducción considerable de la carga de PGM en la capa catalizadora²³. Para la pila de electrólisis de última generación en 2020, se considera una membrana estándar basada en PFSA con cargas típicas de catalizador de 1 mg/cm² en el lado del cátodo y de 2 mg/cm² en el lado del ánodo. Para la siguiente pila de electrólisis PEM en 2030, se supone una membrana basada en hidrocarburos con cargas de catalizador reducidas de 0,4 mg/cm² de platino en el lado del cátodo y 0,8 mg/cm² de iridio en el lado del ánodo. Las membranas basadas en hidrocarburos se están desarrollando actualmente a escala de laboratorio y prometen mayores densidades de corriente y un menor cruce de gases en comparación con las membranas PFSA, sin embargo, aún es necesario mejorar la estabilidad a largo plazo de las membranas basadas en hidrocarburos. Las especificaciones de las pilas de electrólisis PEM a carga nominal se presentan en la Figura 20.

²³ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS. 2021.

De acuerdo con el componente de la célula y la selección del material, la pila se ha diseñado en términos de satisfacer las capacidades típicas de entrada de la pila de 2,5 MW y 10 MW en 2020 y 2030, respectivamente. Los parámetros resultantes de la chimenea figuran en la Tabla 11.

Tabla 11: Especificaciones de las pilas de electrólisis PEM a carga nominal, 2020-30²⁴

	2020	2030
Rated stack input power (DC)	1.01 MW	5.05 MW
Cell area	1,000 cm ²	3,000 cm ²
Number of cells per stack	265	330
Current density	2 A/cm ²	3 A/cm ²
Cell voltage (BoL)	1.9 V	1.7 V
Stack current	2,000 A	9,000 A
Stack voltage (BoL)	503 V	560 V
Faradaic efficiency	99 %	99 %
Pressure cathode	30 bars	30 bars
Pressure anode	1 bar	1 bar
Temperature	60°C	70°C
Voltage efficiency (BoL)	78 %	87 %
H ₂ production rate (stack)	19.7 kg/h	110.6 kg/h
	219.5 Nm ³ /h	1230 Nm ³ /h
Specific energy consumption	51.0 kWh/kg	45.7 kWh/kg
	4.58 kWh/Nm ³	4.1 kWh/Nm ³

²⁴ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS. 2021.

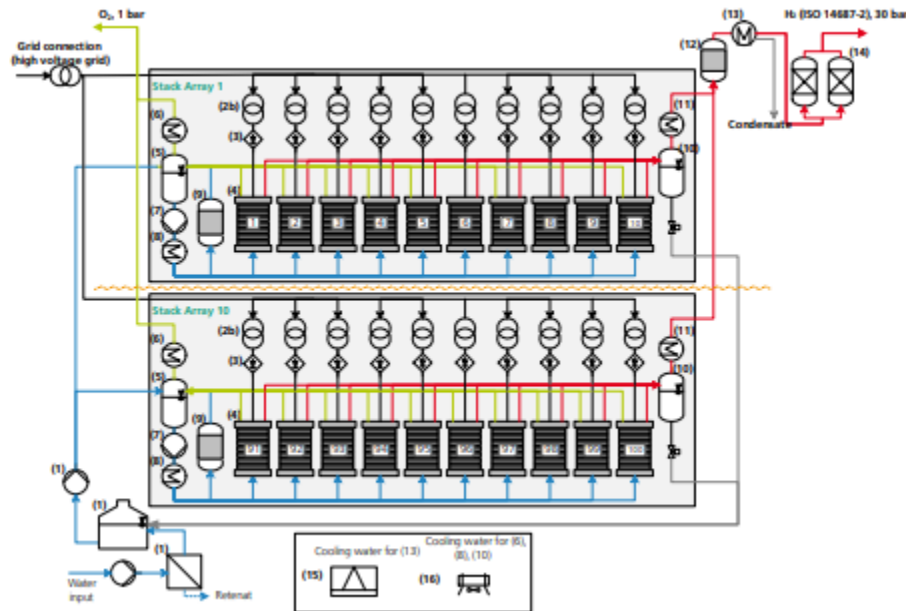


Figura 20: Especificaciones de las pilas de electrólisis PEM a carga nominal, 2020-30²⁵

Con base en el estudio de Fraunhofer ISE “COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS”, publicado en 2021,²⁶ se utilizó un modelo de costos para los componentes y periféricos del sistema, como ya se explicó en la sección AEL. Como puede verse en la Figura 21, la pila es el componente dominante de un sistema de electrólisis PEM, pero su porcentaje es inferior al 40%. Cuanto mayor es el sistema, menores son los costos específicos de los componentes periféricos (purificación de gas y BoP). Esto puede explicarse por la optimización y centralización de los componentes del balance de la planta (tratamiento del gas y del agua, refrigeración, etc.) y es una tendencia general para todos los sistemas de electrólisis de mayor tamaño. El suministro de energía es el segundo factor que más contribuye a los costos, con alrededor del 20% de los costos totales. En el caso de la planta de electrólisis de 100 MW, el porcentaje de costos del suministro eléctrico aumenta porque los costos no disminuyen en la misma magnitud que los de la pila de electrólisis y otros componentes.

²⁵ Fuente: Fraunhofer ISE. COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS. 2021.

²⁶<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>

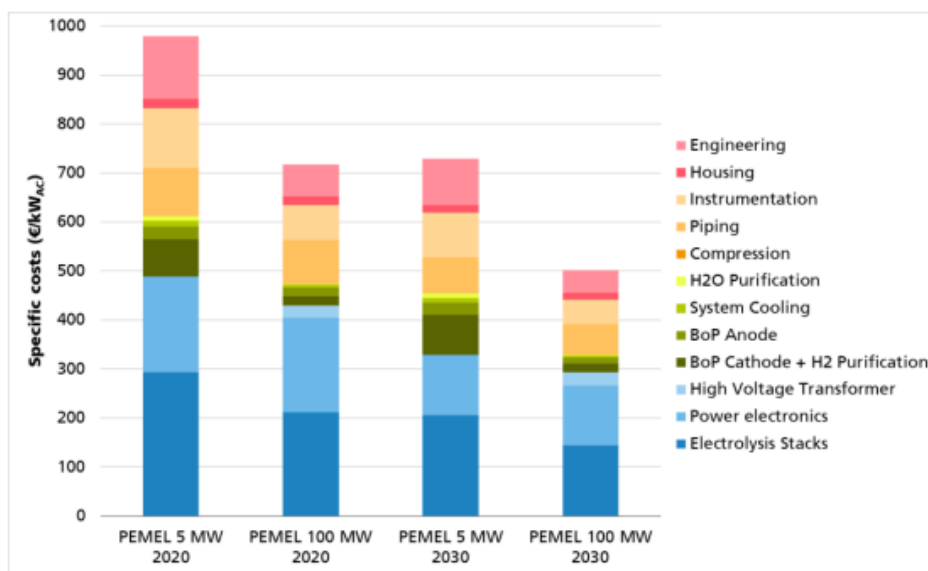


Figura 21: Costo total de Sistema para Electrólisis PEM, para varios escenarios²⁷

4.4.4.3 Almacenamiento de hidrógeno

Para garantizar un suministro seguro de hidrógeno, se requieren sistemas de almacenamiento. Especialmente cuando se utiliza energía eólica y solar fluctuante para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, el almacenamiento de hidrógeno es a menudo esencial. Para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, se pueden considerar varias tecnologías. La forma más común de almacenar hidrógeno es mediante la compresión. El hidrógeno tiene una densidad de energía gravimétrica muy alta. Sin embargo, como el hidrógeno tiene una densidad muy baja, la densidad de energía volumétrica a presión atmosférica es significativamente menor. Para compensar esto y aumentar la densidad de energía volumétrica, es posible aumentar la presión mediante el uso de un compresor.

Además de la compresión, también se utiliza la licuefacción de hidrógeno. El hidrógeno líquido tiene la ventaja de una mayor densidad de energía volumétrica, pero el proceso de licuefacción requiere mucha energía y aún debe demostrar su idoneidad como solución de almacenamiento a largo plazo debido a problemas de pérdida de ebullición causados por las temperaturas criogénicas requeridas. Sin embargo, el hidrógeno licuado, especialmente en el sector del transporte, está recibiendo una creciente atención.

Otra tecnología de almacenamiento mediante Portadores Líquidos Orgánicos de Hidrógeno (LOHC) está en desarrollo y actualmente se realizan pruebas en campo. También se están probando sistemas de almacenamiento de hidruros metálicos para el almacenamiento de hidrógeno a pequeña escala. En la Figura 22 se muestran las densidades de energía volumétrica

²⁷<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>

de diferentes tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. Además, se agregan las densidades de energía volumétrica de gas natural, gasolina y diésel para comparación.

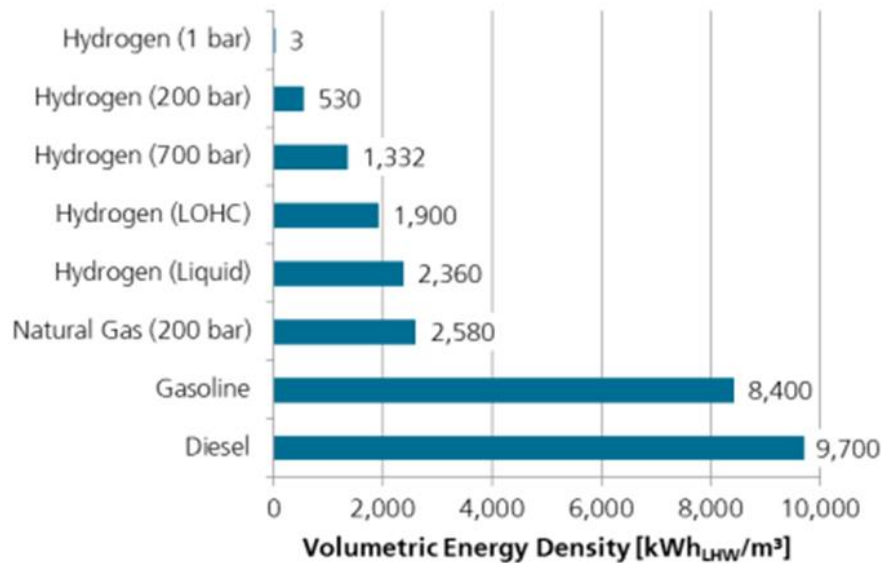


Figura 22: Comparación de densidad energética volumétrica para diferentes tipos de vectores de hidrógeno y combustibles convencionales (fósiles)²⁸.

En la Figura 23 se muestran los costos y volúmenes típicos de almacenamiento de hidrógeno para diferentes tipos de almacenamiento a presión. Los paquetes de cilindros de gas ofrecen la mayor presión, pero tienen costos específicos elevados. Los costos de almacenamiento de hidrógeno específicos más bajos se pueden lograr con cavernas de hidrógeno.

²⁸ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

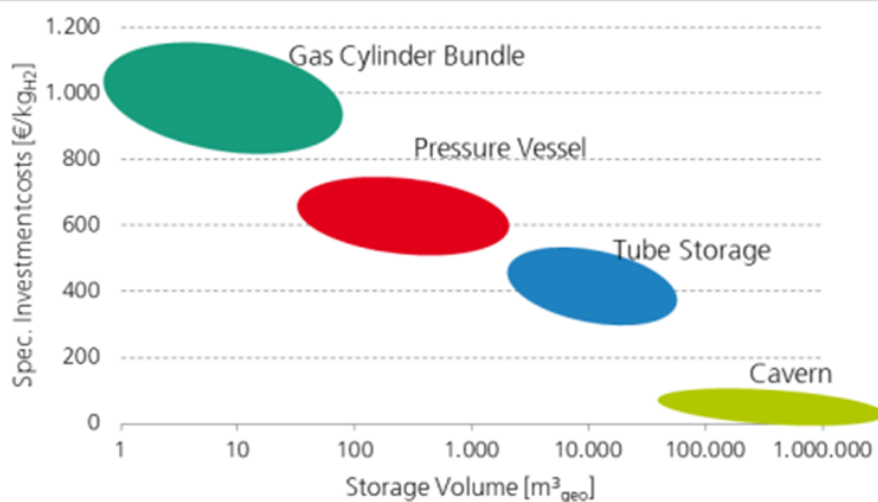


Figura 23: Costos de almacenamiento de hidrógeno presurizado²⁹.

Debido a las cantidades de hidrógeno almacenado que se buscan, la aplicabilidad y el nivel de preparación tecnológica de las soluciones de almacenamiento mencionadas, en este análisis solo se considera el almacenamiento de hidrógeno producido en tubos presurizados o en tuberías. El almacenamiento en cavernas representa una solución teóricamente adecuada para el almacenamiento presurizado de hidrógeno a gran escala. En Chile se ha investigado la posibilidad de implementar sistemas de almacenamiento en base a sistemas CAES a través del análisis del potencial de las formaciones geológicas dentro del territorio (Ríos, 2016³⁰). Para más detalles, revisar sección 4.5, Soluciones de Aire Comprimido.

Almacenamiento en tubo

Hasta ahora, los depósitos tubulares sólo se utilizan para almacenar gas natural, pero no hidrógeno. Los almacenamientos tubulares se construyen a medida, en función de la demanda de almacenamiento y de las condiciones locales. Un campo de almacenamiento tubular consta de varios tubos conectados con un diámetro de hasta 1,5 metros. La mayoría de los tubos se colocan a más de 1 metro bajo la superficie, esto permite aprovechar el terreno por encima. En la Tabla 12 se presentan las propiedades de un número seleccionado de almacenamientos tubulares. La tabla muestra claramente que existe una amplia gama de tamaños de almacenamiento para los almacenes tubulares.

²⁹ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

³⁰ Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile, Cristián Alfredo Silva Ríos, Tesis de Pregrado, Depto. Geología, Universidad de Chile, 2016.

Tabla 12: Ejemplo de diferentes almacenamientos en tuberías subterráneas, para Gas Natural³¹.

Location	Total tube length [m]	Tube Dimension [mm x mm]	Volume [m ³ _{geometr.}]	Max. Pressure [bar]
Hohfirst / CH	1.865	1524 x 19,4	3.321	70
Urdorf / CH	4.130	1422 x 25,5	6.097	100
Ahrensfield	2.678	1422 x 21,6	3.999	100
Thyrow	3.570	1422 x 21,6	5.330	100
Etziken / CH	3.800	1524 x 19,4	6.583	70
Bern / CH	4.588	1524 x 19,0	7.957	70
Oberbuchsiten / CH	568	1524 x 19,0	985	70
Gutenswil / CH	5.500	1524 x 19,4	9.528	70
n/a	24.000	1422 x 23,5	35.637	n/a
Allschwil / CH	2.895	1524 x 19,4	5.015	n/a
Wien / AUT	8.675	n/a	~15.000	45

En la Tabla 13 se muestran las propiedades esperadas del almacenamiento subterráneo tubular para almacenar hidrógeno. Los datos facilitados se basan en datos de almacenamientos tubulares de gas natural y se han convertido para adaptarlos al hidrógeno. La Tabla 14 muestra los parámetros técnicos y económicos del almacenamiento intermedio de hidrógeno.

³¹ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

Tabla 13: Propiedades esperadas para sistemas de almacenamiento mediante tuberías subterráneas, al ser usados para Hidrógeno³².

Property	Value
Typical volume	1,000...10,000 (35,000) m ³
Typical pressure (for hydrogen)	60...80 bars
Hydrogen capacity	5,000...65,000 kg
Footprint	300 m ² /t _{H2} @ 60 bar – 360 m ² /t _{H2} @ 90 bar



Es necesario señalar que el almacenamiento subterráneo de hidrógeno mediante tubos o tuberías es un sistema piloto. En caso de que la ubicación prevista disponga de espacio suficiente, los tubos también podrían colocarse sobre el suelo. Sin embargo, hay que tener en cuenta los efectos menores de los cambios de temperatura y la irradiación solar.

Tabla 14: Costos Parámetros técnicos y económicos del almacenamiento intermedio de hidrógeno³².

Parameter	Value	Unit
Storage capacity	Optimization variable	m ³
Operation pressure	10-60	bar
Specific investment costs (CAPEX)	2,160	USD/m ³ _{geom.}
Annual operation costs (OPEX)	1	% _{CAPEX} /year
Lifetime	30	y

4.4.4.4 Compresión de hidrógeno

Como se ha mencionado en el capítulo anterior, el hidrógeno requiere un almacenamiento presurizado. Dado que la presión de funcionamiento de los sistemas PEMEL comerciales es demasiado baja para un almacenamiento posterior rentable y directo, se requiere una compresión adicional del hidrógeno. Los compresores de pistones son los más utilizados para

³² Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

este propósito. Un pistón se mueve en línea recta en un cilindro entre dos puntos. Debido al movimiento cíclico, el espacio de gas se reduce y la presión del gas aumenta.

Durante la compresión, tanto la presión como la temperatura del gas aumentan. Para evitar daños en el compresor y lograr un mayor rendimiento, los compresores de pistón (así como otros compresores) suelen diseñarse como compresores multietapa con refrigeración intermitente. Las relaciones de presión típicas de una etapa son entre 2 y 3. Para evitar la contaminación del hidrógeno, se utilizan compresores de pistón de funcionamiento en seco. La Figura 24 muestra un diseño esquemático de un compresor recíproco.

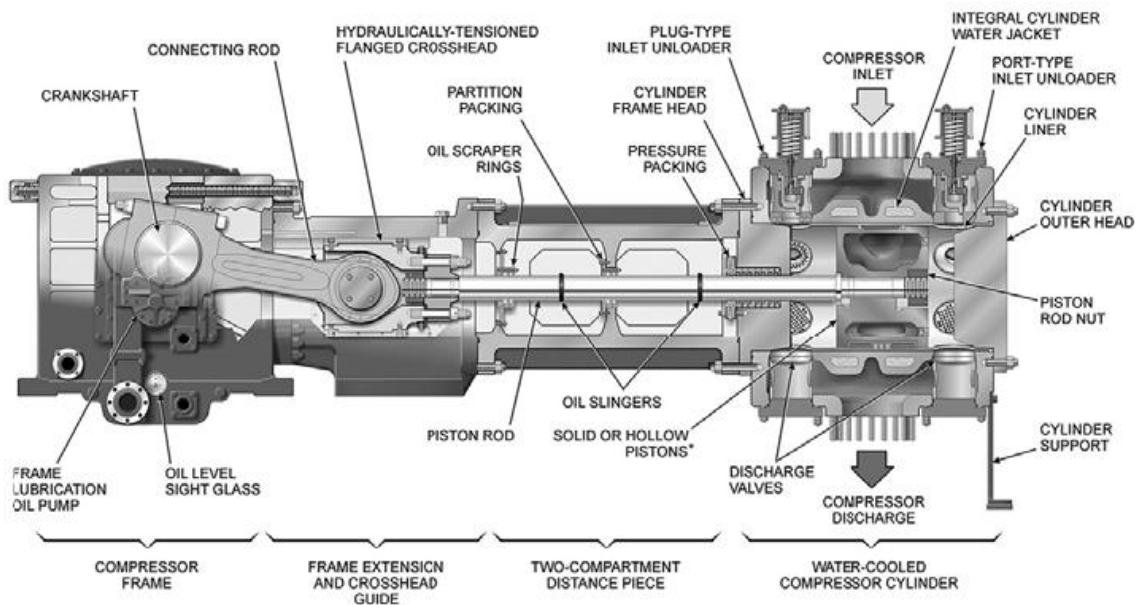


Figura 24: Diseño esquemático de un compresor recíproco³³.

La siguiente tabla muestra los parámetros técnicos asociados al sistema de compresión.

³³ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

Tabla 15: Parámetros técnicos asociados al sistema de compresión.

Parameter	Value	Unit
Capacity	Based on electrolysis capacity	tons/h
Input pressure	30	bar
Outlet pressure	60	bar
Number of stages	1	-
Specific Energy Demand (30→60 bar)	~0.3	kWh/kg
Specific investment costs (CAPEX)	See Figure 4-7	USD/(kW)
Annual operation costs (OPEX)	4	% _{CAPEX} /year
Lifetime	30	y

La Figura 25 muestra el costo de inversión en el sistema de compresión en función de la potencia requerida para alcanzar la presión deseada.

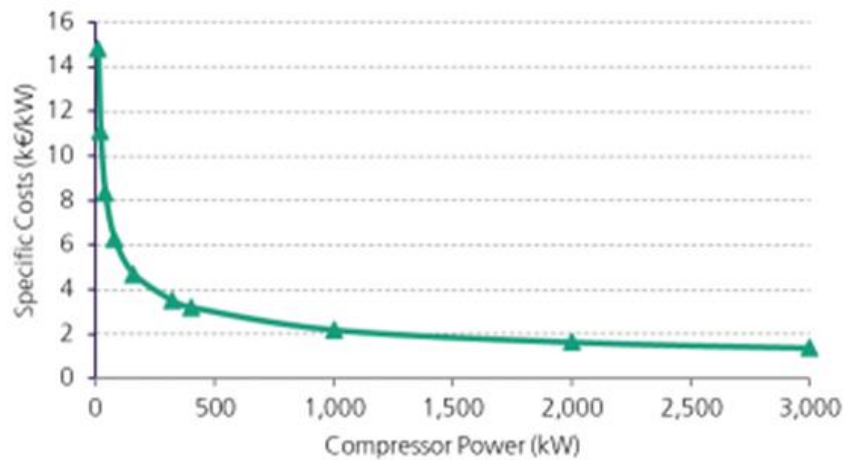


Figura 25: Costos específicos del Sistema de compresión de Hidrógeno³⁴.

4.4.4.5. Re-electrificación del hidrógeno

Las opciones disponibles (o que se esperan en el futuro) para la re-electrificación del hidrógeno son varias. La regeneración del hidrógeno en electricidad será posible mediante:

- Plantas de energía de turbinas de gas o ciclos combinados.
- Motores de gas

³⁴ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

- Celdas de combustible de baja temperatura
- Celdas de combustible de alta temperatura

En este estudio, nos enfocamos en motores de gas de hidrógeno y celdas de combustible de baja temperatura debido a la capacidad requerida y las necesidades de gestión operativa (operación dinámica).

Las Celdas de Combustible Estacionarias (FC) y la Generación Combinada de Calor y Energía (CHP) mediante Motores de Combustión Interna (ICE) son dos soluciones potenciales para la reconversión de hidrógeno en electricidad, que se analizan con más detalle aquí. Es importante destacar que los sistemas estándar de ambas tecnologías actualmente solo están disponibles con potencias de hasta 1 MW.

En la Tabla 16 se enumeran los fabricantes de sistemas de celdas de combustible estacionarias y fabricantes de motores de combustión a base de H₂ para aplicaciones estacionarias. Se puede observar que las potencias de salida están por debajo de 1 MW por sistema. Para una potencia de salida de 50 MW, se necesitaría instalar varios de estos sistemas, siguiendo un enfoque de aumento de capacidad.

Tabla 16: Resultados más relevantes del estudio de mercado de las soluciones H2P³⁵.

Technology	Manufacturer	Product	Rated Output Power per unit
Stationary Fuel Cell Systems	Nedstack (NL)	PemGen - CHP-FCP-1000 (PEM)	1 MWel
	Ballard (CA)	ClearGen™-II (PEM)	0,5 MWel
	Doosan (KOR)	PureCell Model 400 Hydrogen (PAFC)	0,4 MWel
	AFC Energy (UK)	HydroX-Cell (L400+) TM(AFC)	0,4 MWel
H2 – Combustion Engine	2G Energy AG (GER)	Agenitor 412 H2	0,4 MWel
	Innio (AU)	Jenbacher Gas Engines Series	1 MWel
	Rolls-Royce	MTU Series 500	0,5 MWel

Sistemas fijos de pilas de combustible

Las siguientes tres tecnologías de celdas de combustible estacionarias son adecuadas para el propósito específico de la aplicación P2P (de punto a punto):

- Celdas de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones (PEMFC)
- Celdas de Combustible de Ácido Fosfórico (PAFC)
- Celdas de Combustible Alcalinas (AFC)

Cada tecnología individual tiene ventajas e inconvenientes, que deben ser considerados para su uso final. Por ejemplo, las PEMFC requieren hidrógeno de alta pureza como combustible, lo cual es el caso dado que el H2 proviene de PEMEL. Además, su temperatura de operación proporciona solo calor de baja calidad, que de todos modos se ignora en este análisis. Además, el diseño de un sistema PEMFC es bastante similar al de un sistema PEMEL, lo que resulta en una rápida respuesta a los cambios en la demanda de energía. Basándonos en estas razones, combinadas con la disponibilidad de más información en comparación con las tecnologías PAFC y AFC, solo se analizarán sistemas de Celdas de Combustible PEM.

³⁵ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

Costos

El sistema de celdas de combustible simulado aquí está basado en la tecnología PEMFC (celdas de combustible de membrana de intercambio de protones). El oxígeno se proporciona convencionalmente a las pilas mediante aire ambiente presurizado. En este estudio, no se considera el almacenamiento posible del oxígeno generado a partir de la electrólisis del agua para su uso posterior en el sistema de celdas de combustible. Solo se tiene en cuenta la eficiencia eléctrica y se descarta el uso del calor producido. Los parámetros de simulación esenciales se muestran en la Tabla 17. Los datos de costos en este análisis se basan en entrevistas con fabricantes.

Tabla 17: Parámetros Técnicos y Económicos de los sistemas de celdas de combustibles³⁶.

Parameter	Value	Unit
Capacity	Optimization variable	MW _{el}
Specific investment costs (CAPEX)	1,500	USD/kW
System efficiency LHV	~ 50	%
Annual operation costs (OPEX)	2	% _{CAPEX} /year
Lifetime	20	y

Sistemas de cogeneración con H2 e ICE (Internal Combustion Engine)

Los sistemas de CHP (generación combinada de calor y energía) suelen funcionar con gas natural u otros gases tales como GLP, utilizando la infraestructura existente de la red de gas, o con biogás, generalmente proveniente de vertederos o plantas de tratamiento de aguas residuales. El corazón de estos sistemas CHP es un motor de combustión interna (ICE) convencional. Estos sistemas representan una alternativa al uso de pilas de combustibles en el proceso de re-electrificación, siendo de interés su estudio sobre todo en casos en que se requiere energía térmica y eléctrica, aprovechando la posibilidad de cogeneración que ofrece esta tecnología, aumentando la eficiencia global del proceso.

Por lo tanto, la tecnología básica es muy madura (motor de combustión) y muestra una pérdida de eficiencia muy baja a lo largo de toda su vida útil (<2%), así como costos específicos bajos. Actualmente, los fabricantes están desarrollando sus motores de combustión interna convencionales para funcionar con mayores proporciones de H2 en la mezcla de combustible, e incluso con H2 puro. Al mismo tiempo, hay una clara tendencia a aumentar las capacidades del sistema.

³⁶ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

Los fabricantes afirman que con dichos sistemas es posible realizar operaciones fuera de la red (off-grid) con cambios de carga más grandes. Esto significa que estos sistemas pueden manejar variaciones significativas en la carga de energía sin problemas. En efecto, su comportamiento desde el punto de vista de la carga eléctrica es altamente similar al comportamiento de un generador diésel convencional.

Costos

Similar al sistema de celdas de combustible, el oxígeno requerido para la reacción de combustión interna se suministra mediante el aire ambiente. Solo se tiene en cuenta la eficiencia eléctrica y se descarta el uso del calor producido. Los parámetros de simulación esenciales se muestran en la Tabla 18. La eficiencia permanece casi constante en todo el rango de potencia al conectar o desconectar módulos individuales.

Tabla 18: Parámetros Técnicos y Económicos de motores de combustión en base a H₂.

Parameter	Value	Unit
Capacity	Optimization variable	MW _{el}
Specific investment costs (CAPEX)	1,000	USD/kW
Annual operation costs (OPEX)	0.04	USD/kWh
Lifetime	20	y
Efficiency LHV	40.5	%

Considerando diferentes niveles de autarquía, (autarquía se refiere en este caso a autogeneración de la energía requerida para alimentar el sistema), en estudio realizado por Fraunhofer Chile-Alemania para una empresa minera (de carácter confidencial) se calcularon valores de LCOE, para configuraciones de sistemas Power-to-Power en base a hidrógeno renovable o verde. Se consideraron y compararon tecnologías P-to-P en base a celdas de combustibles y motores de combustión modificados para operar 100% en base a hidrógeno. Los valores de LCOE obtenidos se presentan en la Figura 26 y se encuentran en el rango de 120

US\$/MWh a 200 US\$/MWh, dependiendo de las configuraciones y niveles de autarquía considerados.

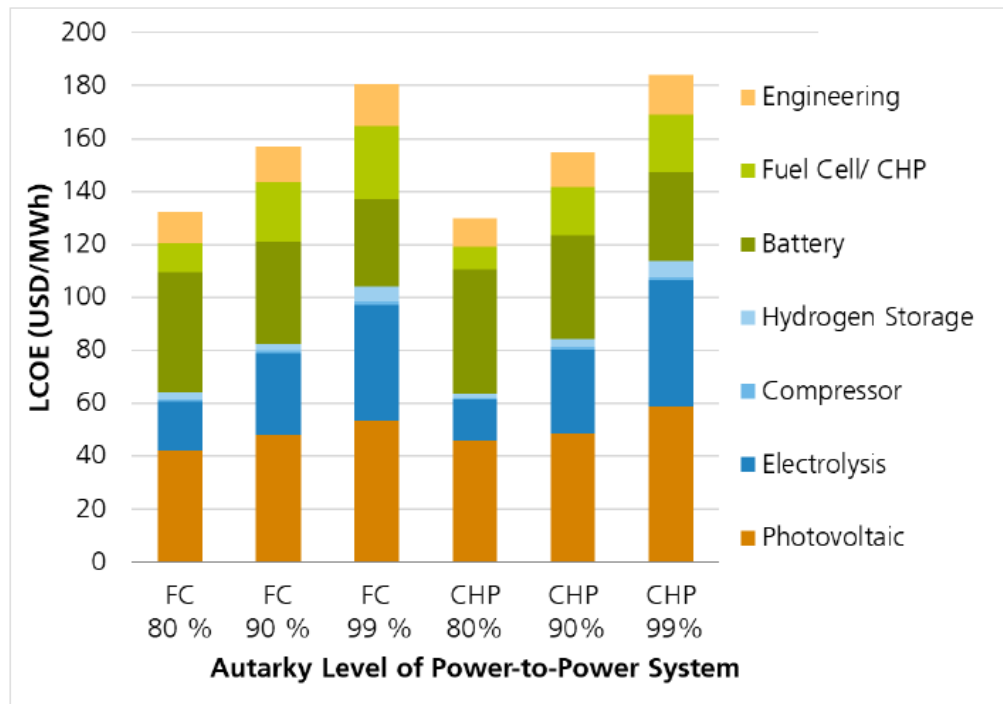


Figura 26: LCOEs obtenidos en diferentes configuraciones de autarquía para sistemas Power-to-Power en base a hidrógeno renovable (PV), indicando peso de los distintos componentes del sistema, para Fuel Cell (FC) y CHP (Combined Heat and Power – Motores de combustión modificados a Hidrógeno) ³⁷

4.5 Soluciones de Aire Comprimido

Las soluciones de aire comprimido son una forma de almacenamiento de energía mecánica que usa electricidad para comprimir y almacenar aire para su uso posterior. Forman parte de una familia más amplia de soluciones de almacenamiento de energía en forma mecánica (como centrales de bombeo, volantes de inercia, entre otros). La forma tradicional de aplicación de esta tecnología corresponde a un sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido diabático (D-CAES) mientras que recientemente se han creado nuevas variaciones que utilizan sistemas de aire comprimido adiabático (A-CAES) y aire líquido (LAES). Este tipo de soluciones se caracterizan por una gran capacidad de almacenamiento de energía y tiempos de almacenamiento desde horas hasta días. Sin embargo, tienen un menor tiempo de respuesta en comparación a otras tecnologías de almacenamiento como baterías y volantes de inercia. Estas características la hacen más adecuada para servicios de reservas y arbitraje de energía.

³⁷ Fraunhofer Chile. Estudio realizado para empresa minera, Carácter Confidencial, 2021.

Históricamente, el aire se ha almacenado bajo tierra en cavernas de sal, pero podría almacenarse en cualquier otra formación geológica adecuada, como una formación rocosa dura y porosa. Cuando es necesario, este aire comprimido se extrae del medio de almacenamiento, se expande y pasa a través de una turbina para generar electricidad. En LAES, el aire se comprime y se licua y se almacena en tanques de baja temperatura y se descarga para su expansión, tiempo durante el cual se convierte en un gas a alta presión. En la Figura 27 se presenta un esquema de un diseño de un sistema CAES.

La tecnología D-CAES ha sido más comercializada en comparación a la tecnología A-CAES. Sin embargo, en los últimos años han existido algunos proyectos de esta última tecnología como el construido por la empresa Hydrostor en Canadá. Este proyecto consiste en una planta de 1,75-MW/10-MWh y proporciona servicios de suficiencia y servicios complementarios (Globe Newswire 2019). La misma empresa buscó implementar el primer sistema A-CAES en Australia de 5 MW/10 MWh de capacidad denominado “Angas” ubicado en Adelaide para proporcionar nivelación de carga, regulación de frecuencia e inercia del sistema. Sin embargo, no pudo acceder a una parte importante del financiamiento y el proyecto no se llevó a cabo. El 2022, la Agencia Australiana de Energía Renovable comprometió 45 millones de dólares para subsidiar un proyecto de CAES de 200 MW/1600 MWh propuesto por la misma empresa Hydrostor. Este proyecto sería instalado en una mina en desuso en Broken Hill y operaría comprimiendo aire en épocas de bajos precios de la electricidad, almacenándolo y liberándolo a través de un turboexpansor para generar electricidad en épocas de alta demanda y altos precios de la energía. El proyecto cuenta con el respaldo de Transgrid (la empresa de transmisión de Australia), que a principios de este año anunció la tecnología A-CAES de Hydrostor como la solución preferida en la Prueba de Inversión Regulatoria para Transmisión (RIT-T) para proporcionar suministro de energía de respaldo para la ciudad de Broken Hill³⁸. El proyecto reservará al menos 250 MWh de almacenamiento para este servicio de energía de respaldo. Aunque D-CAES es el tipo principal de CAES implementado actualmente, el desarrollo del proyecto para D-CAES se ha visto restringido por las formaciones geológicas únicas requeridas para el almacenamiento de gas, que deben ser grandes e impermeables y tener una capacidad de almacenamiento que va desde varias horas hasta más de 24 horas.

³⁸ <https://www.transgrid.com.au/media-publications/news-articles/preferred-option-for-broken-hill-back-up-electricity-supply-identified>



Figura 27: Ejemplo de CAES desde Hydrostor. Fuente: <https://www.hydrostor.ca/>

Para cargar un CAES, el exceso de energía se dirige hacia un motor que impulsa una cadena de compresores para almacenarlo en el depósito. Durante este proceso, el aire se calienta. En un sistema CAES clásico (diabático), este calor es eliminado por un enfriador de aire (radiador) y liberado a la atmósfera. El aire comprimido normalmente se almacena en cavernas subterráneas (predominantemente cavernas de sal), normalmente a una presión de entre 4 MPa (megapascuales) y 8 MPa.

Para descargar el sistema CAES cuando la demanda de energía es alta, el aire almacenado generalmente hace funcionar un generador de turbina a gas. A medida que el aire comprimido se libera del depósito (es decir, se expande), se enfría y necesita calentarse para mejorar la calidad de la energía de la unidad de turbina/generador. Esto se logra mezclando aire comprimido con combustible (es decir, gas natural) en una cámara de combustión para accionar el sistema de turbina. A menudo, los gases de escape de la combustión se recuperan para mejorar la eficiencia. El diseño clásico de CAES implica la combustión de combustibles fósiles en las cámaras de la turbina para proporcionar calor durante la fase de expansión, con el inconveniente de emitir CO₂.

Los sistemas avanzados de almacenamiento de energía comprimida adiabática (A-CAES) son un concepto desarrollado más recientemente, los cuales abordan el problema anteriormente mencionado. En el concepto A-CAES, el calor que normalmente se liberaría a la atmósfera durante la fase de compresión se almacena en un sistema de almacenamiento térmico (TES). Este calor se vuelve a agregar a través de intercambiadores de calor al aire que se libera del depósito durante la operación en modo de expansión. Esto permite que los sistemas A-CAES conviertan la energía del aire comprimido en electricidad sin involucrar un proceso de combustión y evitando las emisiones relacionadas. La Figura 28 compara esquemáticamente estos dos sistemas.

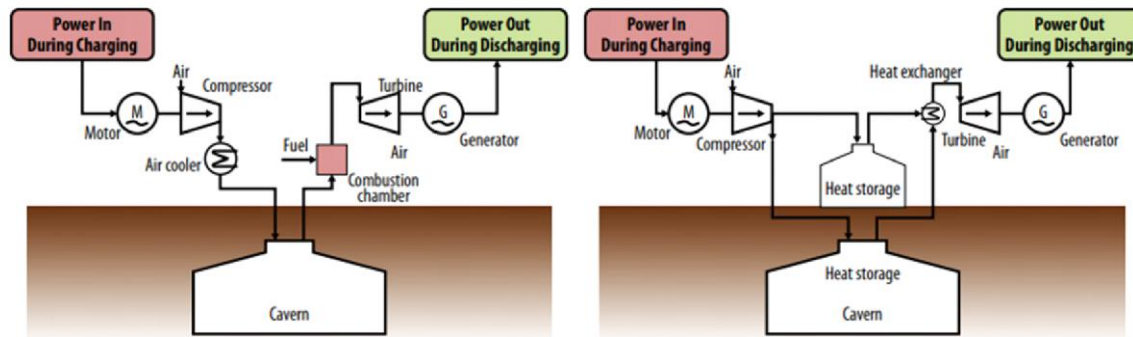


Figura 28: diabático o D-CAES (izquierda) y adiabático o A-CAES (derecha). Fuente: IRENA (2017).

Los sistemas A-CAES requieren un TES (sistema de almacenamiento térmico), lo que aumenta la complejidad del sistema y eleva significativamente los costos de inversión. Para funcionar de manera efectiva, el TES debe ser capaz de almacenar calor a temperaturas muy altas, hasta 600 grados Celsius, con el potencial para que los sistemas A-CAES alcancen eficiencias de ida y vuelta de hasta el 70%.

Aunque la tecnología CAES ha recibido mucha atención en los últimos años, a partir de 2016 solo dos plantas a gran escala están conectadas a la red: una planta de 290 MW en Huntorf en Alemania y una en McIntosh en Alabama, Estados Unidos. Mientras que una CAES planificada de 270 MW proyecto en Iowa, Estados Unidos, fue cancelado recientemente después de años de planificación debido al riesgo financiero.

La Tabla 19 muestra atributos técnicos de sistemas A-CAES: tiempo de respuesta, modo de reserva, toma de carga, inercia y vida útil. Se espera que una mayor utilización del calor de la fase de compresión contribuya a mejorar las eficiencias promedio para 2030. Un desafío clave sigue siendo la falta de proyectos en desarrollo, y con otras tecnologías de almacenamiento de electricidad atrayendo una mayor inversión, por lo que las perspectivas para CAES son muy inciertas.

Tabla 19: Atributos técnicos de sistemas CAES. Fuente: INODÚ.

Métrica	Especificación	Desempeño
Tiempo de respuesta - Partida Tibia	Desde la orden hasta el inicio de consumo (carga)	3 - 5 min
	Desde la orden hasta el inicio de la generación	4 - 5 min
Mínimo Técnico		No disponible
Modo de reserva en giro	Consumo auxiliar para operar el sistema como condensador síncrono	0,5 - 2% de la potencia nom.
Toma de carga	Tasa máxima de toma de carga (consumo/generación)	25%/min
Vida útil	Número de ciclos	20.000
	Vida útil del equipamiento	30 - +50 años
Inercia	Entregada por el compresor y la turbina mientras se carga / descarga	

De acuerdo a otras referencias, los ciclos de vida útil pueden alcanzar hasta 100.000 ciclos completos equivalentes según IRENA (2017) y entre 50.000 y 100.000, según el Coordinador Eléctrico Nacional (2023), pero con eficiencia (round trip efficiency) de un 50% a 72%.

En la Figura 29 se presenta la participación de las distintas componentes de costos para cuatro sistemas A-CAES que tienen una capacidad instalada de 100 y 250 MW con capacidad de almacenamiento de 5 y 10 horas. En los casos ilustrados, para almacenar la energía se requiere realizar una caverna en roca. Es importante destacar que el costo de inversión puede disminuir significativamente si el sistema CAES re-utiliza una caverna existente. Básicamente, el costo del ítem Caverna, indicado en la tabla, disminuiría significativamente o no sería necesario.

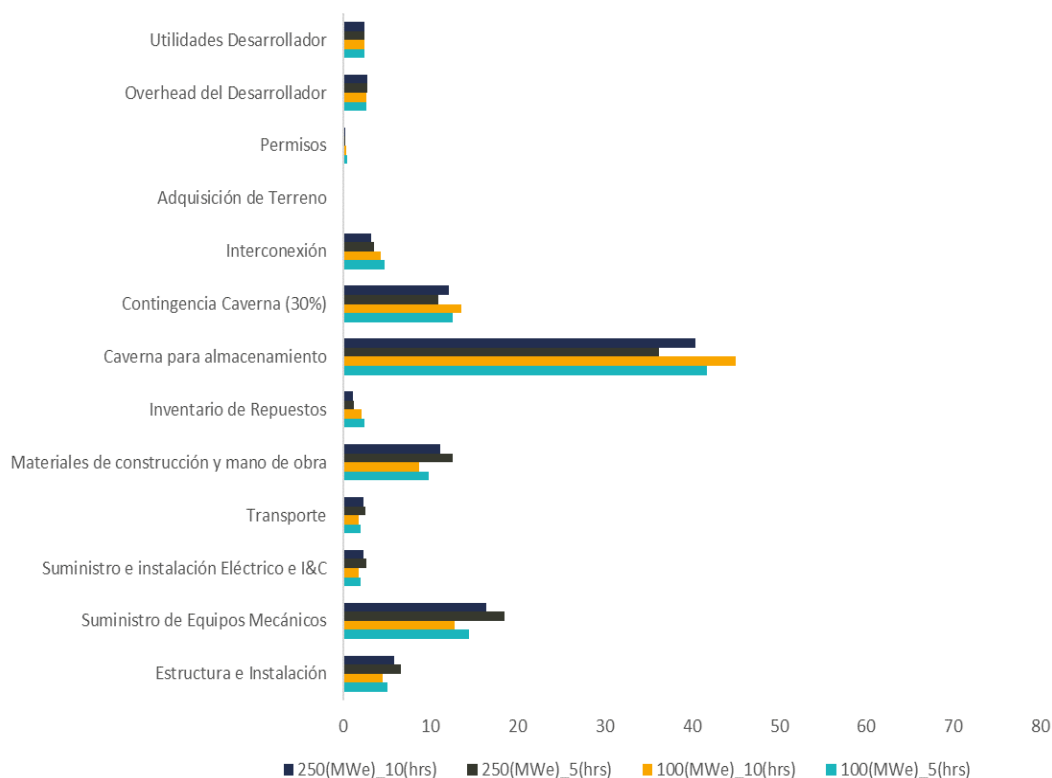


Figura 29: Estructura de costos porcentual. Fuente: Elaboración propia a partir de INODÚ, 2019

Los depósitos de aire de gran volumen son esenciales para las plantas CAES a gran escala, para encontrar cavernas de almacenamiento adecuadas para el aire comprimido, se pueden acondicionar para su uso antiguos depósitos de sal natural o campos de gas natural agotados. En Chile se ha investigado la posibilidad de implementar sistemas de almacenamiento en base a sistemas CAES a través del análisis del potencial de las formaciones geológicas dentro del territorio (Ríos, 2016). Para ello, se investigaron los criterios geológicos requeridos para cada una de las litologías que han sido reconocidas para este tipo de sistemas. Esta información se contrastó con los antecedentes geológicos de salares, acuíferos, reservorios de hidrocarburos y minas abandonadas en el país, de forma tal de identificar las formaciones que cumplen con los requisitos estratigráficos y litológicos esenciales para el desarrollo de la tecnología CAES. Con esto se obtuvo un catastro de los potenciales sitios para CAES. A partir de los resultados se identificó que en Chile existen formaciones geológicas adecuadas para el desarrollo de CAES, donde se destaca el sector del Salar de Atacama que reúne las ventajas geológicas y el potencial de energías renovables. Los lugares donde se cumplen las condiciones estratigráficas mínimas requeridas para la construcción de cavernas para almacenamiento de aire comprimido son: Salar Grande, Salar de Lllamará, Salar de Atacama, Salar de Punta Negra y el Salar de Pedernales. Sin embargo, se debe considerar que estos sitios se encuentran próximos a zonas de fallas. También se analizaron acuíferos dentro de los cuales los ubicados en los sectores de Agua Verde, Caleta Tubul, Laguna Blanca y Tierra del Fuego, junto con las formaciones acuíferas

presentes en los salares Llamara y Atacama poseen estratos porosos permeables confinados a gran profundidad lo que los hace ideal para esta tecnología de almacenamiento considerando también que se encuentran próximos a zonas con gran potencial eólico o solar. Sin embargo, hay que tener en consideración que algunos podrían ser utilizados para aprovechamiento de aguas

La Tabla 20 muestra los costos estimados para las opciones de reservorios naturales existentes, donde se hace referencia a depósitos de sal (Salt) y a campos de gas natural agotados (Porous media). Además, se muestra el costo que tendría llevar a cabo la construcción de una nueva caverna. Lo anterior, considerando un sistema A-CAES de 200 MW.

Tabla 20: Configuración CAES típica de 200 MW con diversos medios de almacenamiento de aire y sus costos estimados asociados. Fuente IRENA (2017).

STORAGE MEDIA FOR CAES PLANT	SIZE (MW _e)	COST FOR POWER-RELATED PLANT COMPONENTS (2002 USD/KW)	COST FOR ENERGY-RELATED PLANT COMPONENTS (2002 USD/KWH)	TYPICAL HOURS OF STORAGE	TOTAL COST (USD/KW _e)
Salt	200	350	1	10	360
Porous media	200	350	0.1	10	351
Hard rock (new cavern)	200	350	30	10	650

Como puede verse, los proyectos más competitivos se basarán en los reservorios naturales existentes que pueden prepararse para su uso. La creación de una caverna en roca dura exclusivamente para un proyecto de CAES aumentó los costos de instalación estimados hasta en un 80% con respecto a reservorios naturales.

Considerando las otras componentes, la siguiente tabla muestra la estructura de costos. Los costos de cavernas, turbinas y compresores generalmente ascienden a más del 80% de los costos totales del sistema CAES. Sin embargo, debe haber una gran incertidumbre sobre estos valores dada la falta de desarrollo reciente.

Las propuestas recientes más prometedoras con respecto a los sistemas A-CAES incluyen el uso de TES basados en sales fundidas que son comparables a los que se aplican en las plantas de CSP. Estos sistemas permiten mejorar la eficiencia (round trip efficiency) reutilizando el calor generado en la etapa de compresión (carga) durante el cual el aire aumenta su temperatura, calentando los TES. Luego, durante la expansión (descarga) del gas se produce un enfriamiento de este, el cual es compensado por el calor liberado del TES en el depósito de aire.

Junto con lo anterior, se han considerado otros TES, como lecho rocoso, aceites térmicos y almacenamiento de calor en estado sólido. Aunque se han propuesto muchos proyectos CAES adiabáticos en las últimas dos décadas, ninguno ha llegado a la etapa de operación comercial. Sin embargo, quedan algunos proyectos de investigación sobre el tema. Por ejemplo, investigadores de ETH Zürich están transformando un pozo de servicio del túnel de San Gotardo

en Suiza, recientemente terminado, en un CAES adiabático. Mediante el uso de almacenamiento térmico basado en un lecho empacado de rocas que se encierran en un contenedor de concreto, los operadores planean alcanzar eficiencias en el rango del 72%.

La Tabla 21, muestra los costos de los distintos TES que se pueden utilizar en sistemas A-CAES, junto con una proyección de estos costos al año 2030 de las tecnologías más comunes.

Tabla 21: Resumen de costos de TES para sistemas A-CAES. Fuente: (IRENA 2017).

TYPE OF STORAGE SYSTEM	2016 (USD/KWH-THERMAL)	COST 2030 (USD/KWH-THERMAL)
Sensible high-temperature heat storage in liquids	22-77	-
Sensible high-temperature heat storage in solids	17-44	-
High-temperature storage (not specified)	39	< 15
Molten salt storage	34	10
Thermocline with quartzite	22	-

La Tabla 22 resume la estructura considerando las referencias analizadas anteriormente. Las estructuras de costos fueron agregadas en componentes para cada tipo de fuente.

Tabla 22: Resumen de estructura de costos de sistemas CAES.

INODÚ	IRENA
Caverna	Caverna
Estructura e Instalación	Turbina
	Compresor
Línea de Transmisión	Línea de Transmisión
Suministro de Equipos Mecánicos e Instalación Eléctrico	
	Subestación de Control
Transporte	
	Balance de Planta (BOP)
Materiales de construcción y mano de obra	
Inventario de repuestos	
Overhead del desarrollador	Costos del Propietario
Utilidades del desarrollador	
Permisos	
Interconexión	
Adquisición de Terrenos	

Los costos de operación y mantenimiento fijos consideran, en primer lugar, gastos de personal, contemplando los salarios y beneficios del personal dedicado a la operación. En segundo lugar, costos de materiales necesarios para el mantenimiento periódico que se le debe realizar al sistema CAES, tales como lubricantes, filtros, juntas y otros consumibles. En tercer lugar, los costos asociados a reparaciones del sistema, reemplazo de piezas desgastadas y la revisión de componentes críticos. Se consideran adicionalmente costos de administración y gestión. Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento variables consideran la cantidad de energía eléctrica necesaria para comprimir el aire y almacenarlo en el sistema CAES es un componente importante de los costos variables, el cual dependerá de la eficiencia del sistema y las tarifas eléctricas locales.

5 Fuentes de riesgo

En este capítulo se identifican las fuentes de riesgo de suministro, volatilidad en el precio y tendencias al alza o a la baja de las distintas componentes de costos identificadas para los sistemas de almacenamiento de corta y larga duración.

5.1 Baterías

5.1.1 Tendencias

La Figura 30 muestra la evaluación de los costos históricos de baterías LNMC desde el 2010 al 2020. El color azul grisáceo del gráfico de barras corresponde al costo del sistema a nivel de celda de batería.

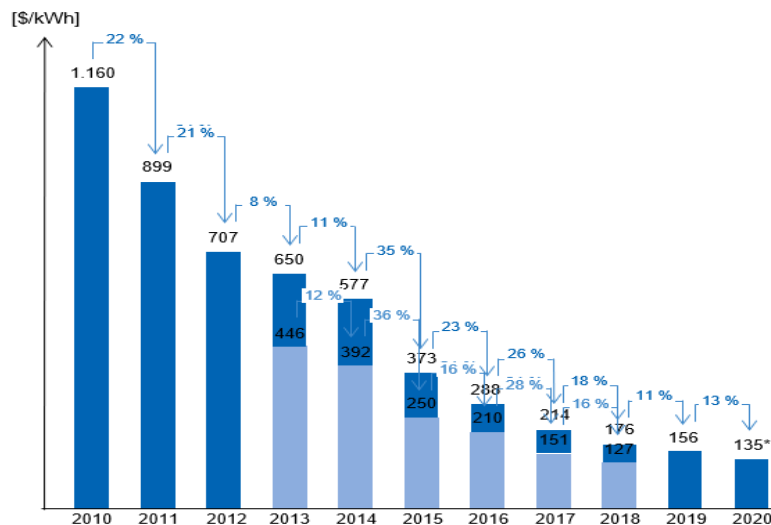


Figura 30: Costos históricos de baterías LNMC 2010 -2020. Fuente: Bloomberg NEF, 2020.

Del anterior gráfico, es posible resaltar:

- Desde el año 2013, a nivel de celda de batería, los precios han disminuido un 72%, aproximadamente un 14% anual
- Cátodo: aproximadamente 30% de costo total a nivel de celda de batería depende de los precios de litio, níquel y cobalto
- Desde el año 2010, a nivel de sistema de batería, los precios han disminuido un 85%, aproximadamente un 20% anual

La Figura 31 muestra la comparación entre los precios de ciertos componentes de las baterías Li-ion los últimos años, así como el costo a nivel de celda de batería entre LFP y LNMC.

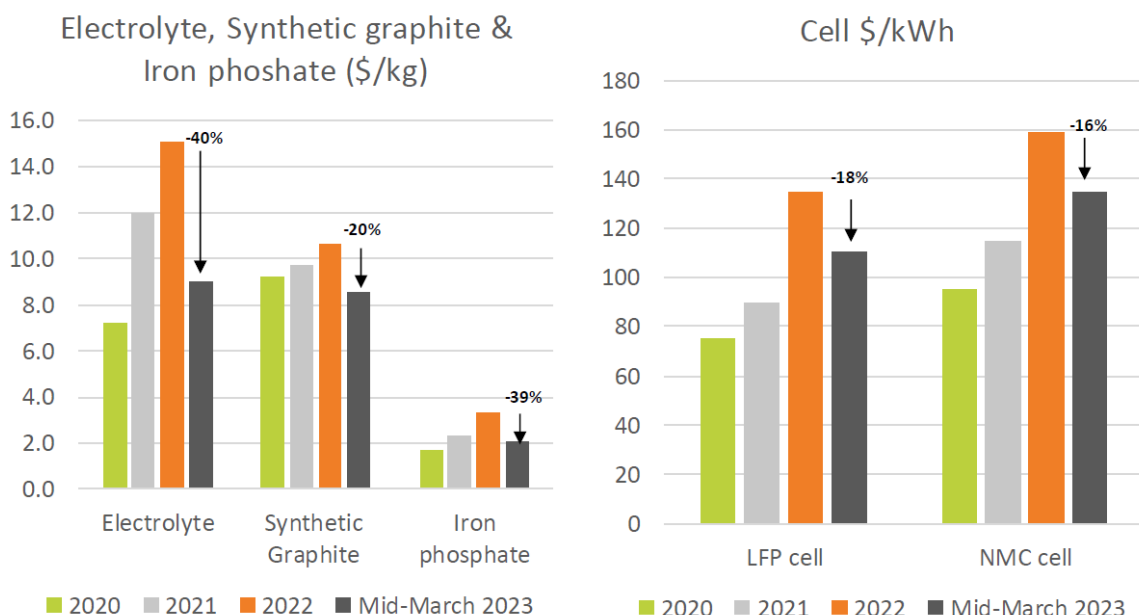


Figura 31: Evolución de precios 2020 -2023, Li-ion (LFP, LNCM). Fuente: C. Pillot & O. Noel: The rechargeable battery market and main trends 2022 - 2030, International Battery Symposium, Orlando 2023.

La Figura 32 muestra las proyecciones de costos de inversión del reporte New Energy Outlook elaborado por BloombergNEF.

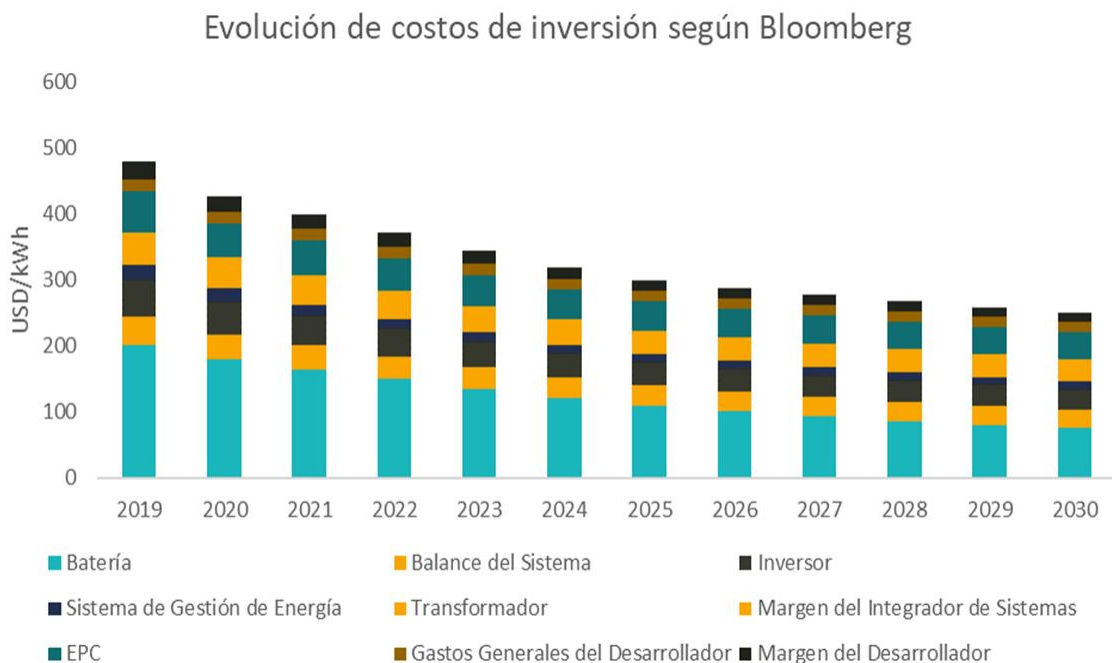


Figura 32: Costos de Inversión desagregados por componente según Bloomberg.

En estas proyecciones se consideran como fuentes de información encuestas a desarrolladores de baterías. Las predicciones indican una reducción de los costos totales donde la mayor parte de la reducción proviene desde el módulo de baterías. Dentro de las causas de esta reducción se encuentran:

1. Escala: el aumento en la escala de fabricación de baterías y la eficiencia de producción, así como la realización de economías de escala para componentes que no son baterías, como el equilibrio del sistema, han reducido los costos de fabricación.
2. Cambios en la adquisición de celdas: los principales integradores de sistemas han comenzado a adquirir celdas o bastidores mediante acuerdos de servicio maestro (MSA). Estos son acuerdos plurianuales para compras de gran volumen. Esto permite que el comprador negocie precios más bajos a cambio de proporcionar a los fabricantes una gran visibilidad sobre su demanda futura.
3. Cambios y mejoras tecnológicas: los avances aquí se relacionan con la densidad de energía y el diseño de celdas y paquetes. El aumento de la competencia de los proveedores chinos de celdas y racks ayudó a reducir los precios generales en 2020, las empresas coreanas pueden intentar reducir aún más los precios cuando lancen nuevos productos orientados al almacenamiento (sección 5.2).
4. Cambios de diseño: El mayor uso de sistemas basados en gabinetes, en lugar de sistemas en contenedores que han sido populares en los últimos años. Este enfoque promete ayudar a reducir los costos del proyecto al reducir la sobre construcción requerida para el aumento de capacidad. Estos sistemas también suelen tener un menor balance de costos de planta y EPC. Los sistemas basados en gabinetes pueden ayudar a reducir los costos de operación y mantenimiento al controlar la temperatura de las celdas con mayor precisión que los sistemas HVAC.
5. Know-how: integradores de sistemas más experimentados, empresas EPC y otras partes interesadas.
6. Competencia: el nivel de integración vertical en la cadena de valor del almacenamiento estacionario está aumentando. Los fabricantes de baterías como CATL y Tesla ofrecen productos integrados que pueden ser más competitivos que los integradores independientes.
7. Aumento de potencia: los aumentos de costos de los sistemas de larga duración a los de corta duración no son lineales. El costo promedio de los dos sistemas de 30 minutos presentados este año fue un 60% más alto que un sistema de una hora. El aumento de costos de un proyecto de dos horas a uno de una hora es solo del 20%. Los integradores están comenzando a proporcionar PCS de "aumento de potencia" que permite que los sistemas operen por encima de su capacidad nominal de KW durante un corto período de tiempo. Esto no reduciría directamente el costo de un sistema de 30 minutos, pero permitiría que un sistema de una hora proporcionara los requisitos de energía de un sistema de corta duración durante un período breve.
8. Madurez de la industria: la industria del almacenamiento ha madurado en los últimos 10 años. Los financieros ahora se sienten más cómodos con la forma en que operan estos sistemas y su riesgo asociado. Esto ayuda a reducir el costo de la deuda para los proyectos de almacenamiento basados en iones de litio.

9. Estandarización: hay más estandarización en torno a los productos que se ofrecen, para celdas, bastidores y sistemas. Por ejemplo, los proveedores de celdas chinos suelen ofrecer celdas prismáticas estándar.

Por su parte, en los escenarios sugeridos por NREL presentados en la Figura 33 se prevé que los costos de almacenamiento en baterías también continúen disminuyendo. Las proyecciones de costos futuros para proyectos BESS del tipo utility-scale se basan en una síntesis de proyecciones de costos para sistemas de 4 horas de duración como se describe en Cole y Karmakar, 2023³⁹. Se asume que tanto la parte de los costos de energía, como la energía para las baterías en sí, son las mismas que se describe en el Storage Futures Study (Augustine y Blair, 2021)⁴⁰. Los costos de potencia y energía se pueden usar para determinar los costos para cualquier duración de proyectos BESS del tipo utility-scale.

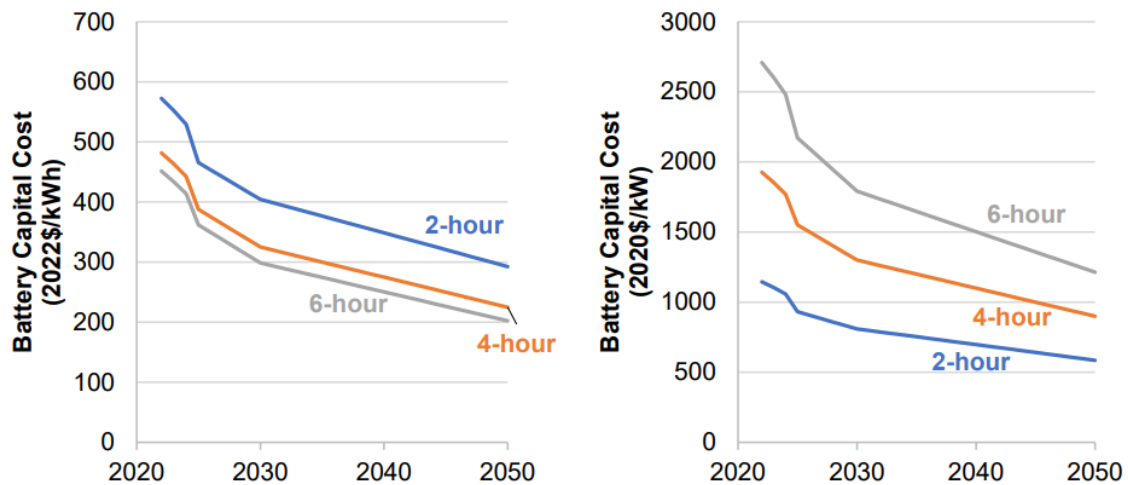


Figura 33: Proyección de costos de inversión de sistemas de baterías (SFS: Storage Futures Study). Fuente: NREL.

Los principales factores de esta disminución se describen a continuación:

³⁹ Cole, Wesley, Akash Karmakar. (2023). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. NREL/TP-6A40-85332

⁴⁰ Augustine, Chad, and Blair, Nathan. Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report. United States: N. p., 2021. Web. doi:10.2172/1785959.

1. Crecimiento de la industria de baterías en general tales como transporte, servicios eléctricos y dispositivos electrónicos.
2. Avances en la química de baterías (por ej. reemplazo de cobalto)
3. Finalmente, el crecimiento en el mercado (aprendizaje práctico efectivo)
4. Mayor diversidad de productos químicos expandirán y cambiarán la dinámica de la cadena de suministro de baterías, lo que resultará en insumos más baratos para el paquete de baterías.
5. Innovación continua con importantes investigaciones corporativas y públicas sobre baterías.

El informe ATB también incluye gráficos de proyecciones anuales hasta el año 2050 de los costos de O&M (operación y mantenimiento) y de OCC (Overnight Construction Costs) de plantas de almacenamiento con baterías de 6 hrs. (la página da la alternativa de hacerlo para 2, 4 6, 8 y 10 hrs.) utility-scale para 3 escenarios: conservador, moderado y avanzado, en azul, amarillo y verde, respectivamente. Esta información se muestra en la Figura 34.

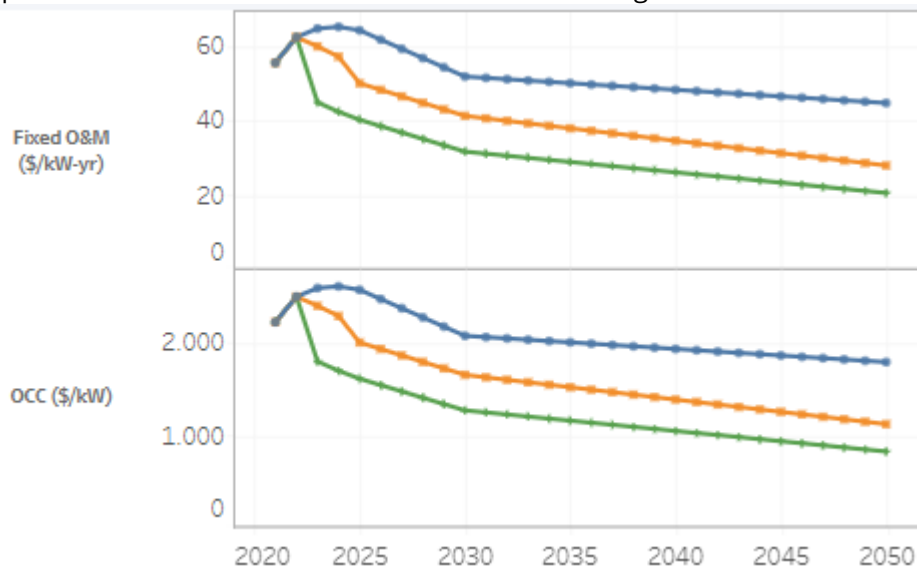


Figura 34: Costos de O&M (arriba) y de OCC (abajo) para una planta con almacenamiento de 6 hrs.

5.1.2 Análisis de riesgo

Se lleva a cabo un análisis FODA y FMEA para evaluar los riesgos y los posibles sistemas de almacenamiento de baterías asociados. Estos análisis se presentan en la Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25.

Tabla 23: Análisis FODA para baterías de iones de litio

	Positivo	Negativo
Interno	<u>Fortalezas (F)</u> 1. Muy adecuado para periodos de almacenamiento relativamente cortos (alta potencia de carga/descarga posible, pero comparativamente poca capacidad). 2. Mejora del ciclo de vida, cuando la profundidad de descarga (DoD) es significativamente inferior al 100 % (p. ej., 50 %) => bueno para reducir los picos y gestionar la carga. 3. Varias tecnologías Li-Ion disponibles con distintas características con respecto a la capacidad, potencia, ciclo de vida, seguridad y facilidad de uso. 4. Tecnología madura con precio en constante caída (actualmente aproximadamente 150 \$/kWh).	<u>Debilidades (D)</u> 1. El ciclo de vida se reduce cuando la profundidad de descarga (DoD) es muy alta (p. ej., 100 %) => mala para el uso en turnos de noche. 2. Actualmente no es realmente apropiado para almacenar grandes cantidades de energía durante mucho tiempo (25 MW, 150 MWh durante 6 horas). 3. Es posible que se produzca una fuga térmica (esto destruirá la batería y puede representar un peligro grave para los alrededores de la batería).
Externo	<u>Oportunidades (O)</u> 1.- Incentivos gubernamentales para la integración de energías renovables variables. 2.- Innovación tecnológica para aplicaciones más eficientes y económicas. 3.- Reutilización de baterías de movilidad para uso estacionario. 4.- Integración con tecnologías emergentes como IA y gestión avanzada de la energía.	<u>Amenazas (A)</u> 1. Las temperaturas ambiente altas y bajas tienen un impacto negativo en el ciclo de vida de las baterías de iones de litio (temperatura ambiente óptima). 2. El ciclo de vida depende en gran medida del uso de la batería (temperatura, DoD, corriente de carga/descarga, etc.). Comprender el uso óptimo de la batería es fundamental. 3. Sin posibilidad de reciclaje de baterías en Chile (2021).

Tabla 24: Análisis FODA para baterías de flujo redox

	Positivo	Negativo
Interno	<u>Fortalezas (F)</u> 1. Más adecuado para el almacenamiento a largo plazo como Li-Ion (20 MW, 800 MWh durante 40 h), se puede utilizar en combinación con Li-Ion 2. Mayor seguridad ya que normalmente no contienen electrolitos inflamables 3. Ciclo de vida largo	<u>Debilidades (D)</u> 1. Contiene elementos peligrosos como el vanadio (tecnología más común) 2. Nueva tecnología con menor capacidad instalada en comparación con Li-Ion y, por lo tanto, menos conocimientos disponibles y mayor precio (300 - 800 \$/kWh) 3. Baja densidad de energía en comparación con los iones de litio
Externo	<u>Oportunidades (O)</u> 1. Nuevas tecnologías Redox-Flow bajo investigación que vienen sin metales (=> más baratas, más ecológicas, probablemente más fáciles de desechar) 2. El comportamiento técnico los hace muy adecuados para operaciones a gran escala	<u>Amenazas (A)</u> 1. Sin posibilidad de reciclaje de baterías en Chile (2021)

Tabla 25: Análisis FMEA para baterías.

Tecnología	Riesgo tecnológico	Causa/ Mecanismo	Efecto	Mitigación
Li-Ion	Las baterías alcanzan el final del ciclo de vida significativamente antes de lo esperado	El ciclo de vida de las baterías de Li-Ion depende en gran medida de su modo de funcionamiento y está directamente relacionado con parámetros como la profundidad y la corriente de carga/descarga, la temperatura de funcionamiento, etc.	La capacidad de la batería disminuye bajo el 80 % antes del final del ciclo de vida, tal como lo describe el fabricante. La necesidad de reemplazar las baterías puede surgir antes de lo esperado.	-Diseñar el almacenamiento de baterías teniendo en cuenta las limitaciones técnicas de las baterías usadas. - Establecer un control efectivo de la batería. - Capacitar a los operadores de baterías en el uso correcto del almacenamiento.
Li-Ion	Escapes térmicos	Debido a una sobrecarga/corri ente de cortocircuito interna/sobrecalentamiento/abuso mecánico, se puede desencadenar una reacción exotérmica en cadena ("Thermal Runaway"), que conduce a la destrucción de la batería.	La batería está destruida y no debe usarse más. La destrucción puede deberse a la emisión de gases, la quema o incluso la explosión de la batería.	- Utilizar tecnologías de iones de litio con bajo riesgo de fugas térmicas (como LiFePO4). - Capacitar a los operadores de baterías en el uso correcto del almacenamiento. - Informar a los bomberos locales de la existencia de baterías de Li-Ion. - Desarrollar una estrategia de cómo proceder en caso de incendio de una batería (junto con el cuerpo de bomberos local).

Tecnología	Riesgo tecnológico	Causa/ Mecanismo	Efecto	Mitigación
Li-Ion	Fuga térmica (debido a sobrecarga)	Se ha excedido el límite de carga de las baterías. Dependiendo de la tecnología de iones de litio, esto puede causar un sobrecalentamiento que provoque una fuga térmica.	La batería está destruida y no debe usarse más. La destrucción puede deberse a la emisión de gases, la quema o incluso la explosión de la batería.	- Un sistema de monitoreo y control de la batería es obligatorio. Esto normalmente lo hace el Sistema de gestión de la batería (BMS), la unidad de control del inversor y SCADA, controlando el estado de carga (SOC) de la batería, la temperatura de la batería, la corriente de carga y el voltaje de la batería. Si una de las tres unidades de monitor falla, se debe apagar la batería. - Utilizar tecnologías de iones de litio con bajo riesgo de fuga térmica (como LiFePO4).
Li-Ion	Fuga térmica (debido al sobrecalentamiento)	Debido a una corriente de cortocircuito interna, sobrecarga, influencia térmica externa, etc., la batería se sobrecalienta y puede sufrir una fuga térmica.	La batería está destruida y no debe usarse más. La destrucción puede deberse a la emisión de gases, la quema o incluso la explosión de la batería.	- Un sistema de monitoreo y control de la batería es obligatorio. Esto normalmente lo hace el Sistema de gestión de la batería (BMS), la unidad de control del inversor y SCADA, controlando el estado de carga (SOC) de la batería, la temperatura de la batería, la corriente de carga y el voltaje de la batería. Si una de las tres unidades de monitor falla, se debe apagar la batería. - Utilizar tecnologías de iones de litio con bajo

Tecnología	Riesgo tecnológico	Causa/ Mecanismo	Efecto	Mitigación
				riesgo de fuga térmica (como LiFePO4). - Almacenamiento de baterías separado (en contenedores y dentro de cada contenedor) para reducir la propagación térmica a baterías/contenedores adyacentes en caso de sobrecalentamiento (o incendio).
Li-Ion	Fuga térmica (debido al abuso mecánico)	Debido a la influencia externa, las baterías se dañan (, lo que provoca corrientes de cortocircuito internas, sobrecalentamiento, etc. y puede provocar una fuga térmica.	La batería está destruida y no debe usarse más. La destrucción puede deberse a la emisión de gases, la quema o incluso la explosión de la batería.	- asegúrese de que los contenedores de las baterías no supongan un obstáculo para los vehículos - solo el personal autorizado tiene llaves y permiso para ingresar al contenedor de la batería - Utilizar tecnologías de iones de litio con bajo riesgo de fuga térmica (como LiFePO4).
Li-Ion / Redox-Flow / Plomo	Altos estándares de seguridad exigidos por las autoridades	Ambos tipos de baterías son bastante nuevos en el campo específico de operación y, por lo tanto, existe muy poca experiencia (a nivel mundial y en Chile). Especialmente las baterías de	Proceso burocrático de admisión.	- Integrar autoridades (y operadores de red) en una etapa muy temprana del proyecto. - Utilice únicamente baterías probadas y certificadas. - FMEA puede ser necesario para las autoridades.

Tecnología	Riesgo tecnológico	Causa/ Mecanismo	Efecto	Mitigación
		iones de litio pueden representar amenazas graves, por lo que las autoridades pueden exigir altos estándares de seguridad para su funcionamiento.		
Plomo	Batería quemada (debido a la gasificación cuando se sobrecarga)	Cuando se sobrecargan, las baterías de plomo producen H ₂ y O ₂ .	Los gases pueden quemar y dañar las baterías cuando se encienden.	- Las salas de baterías deben estar ventiladas para evitar la acumulación de gases. - Se recomienda un sistema de monitoreo de batería que controle la corriente, el voltaje y la temperatura de las baterías.
Plomo	Las baterías alcanzan el final del ciclo de vida significativamente antes de lo esperado	Las baterías de plomo pueden perder su capacidad cuando se descargan demasiado (por ejemplo, < 20 % del SoC)	La capacidad de la batería disminuye muy por debajo del 80 % antes del final del ciclo de vida, tal como lo describe el fabricante. La necesidad de reemplazar las baterías puede surgir antes de lo esperado.	- Diseñar el almacenamiento de baterías teniendo en cuenta las limitaciones técnicas de las baterías usadas. - Establecer un control efectivo de la batería. - Capacitar a los operadores de baterías en el uso correcto del almacenamiento.
Li-Ion / Redox-Flow / Plomo	No hay programa de reciclaje de baterías en Chile			- Incluir el reciclaje en el cálculo de costos.

Para ilustrar la relevancia entre los diferentes riesgos evaluados, el análisis Failure Modes and Effects Analysis (FMEA, en español Análisis Modal de Fallos y Efectos) también se representa mediante información gráfica en la Figura 35 y en la Figura 36.

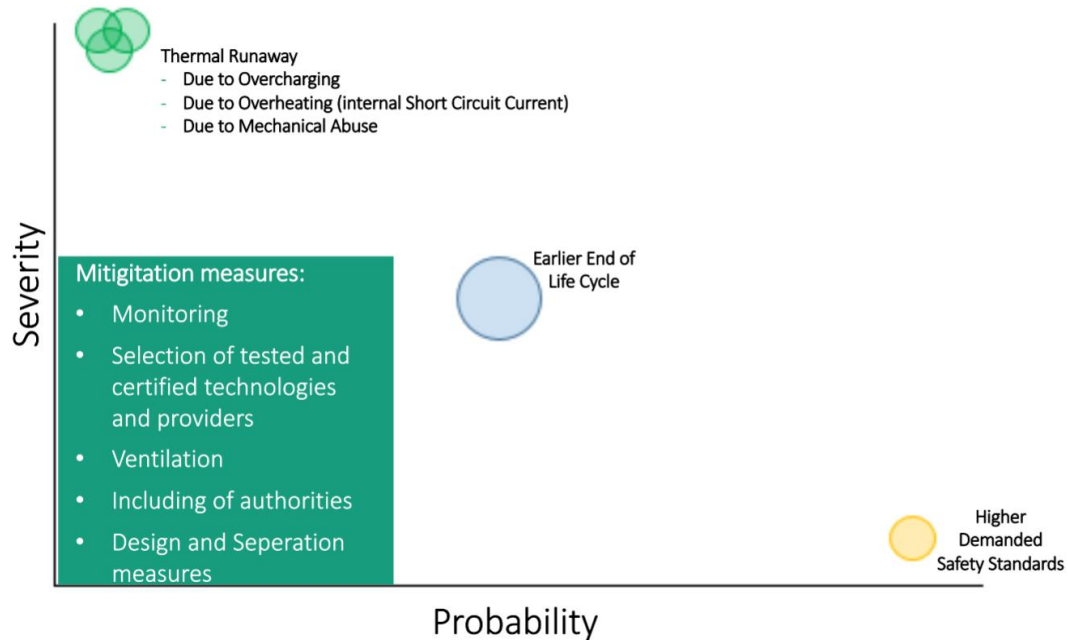


Figura 35: FMEA para baterías de ion litio.

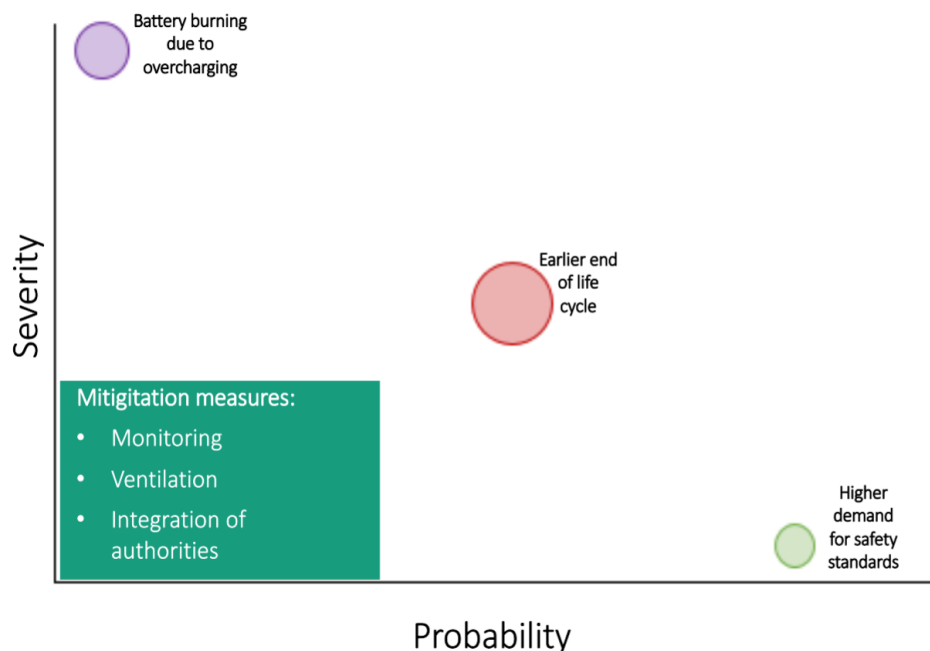


Figura 36: FMEA para baterías de plomo y flujo redox

Para la tecnología de la batería, podemos ver en el diagrama que no se identifican problemas importantes durante la operación. Mediante la aplicación de medidas de mitigación como se describe en el recuadro verde, los problemas mencionados pueden gestionarse y reducirse su riesgo.

5.1.3 Vulnerabilidades de la cadena de suministro para la producción de baterías⁴¹

En el caso de la extracción minera de materiales críticos, sus costos se han elevado, impulsados en parte por problemas con los criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ESG, por sus siglas en inglés Environmental, Social and Governance) y la escasez de sitios mineros.

Los materiales costosos contribuyen significativamente al costo de cada batería y están provocando un aumento en los precios de las baterías por primera vez en la última década.

De acuerdo a un informe publicado por Financial Times en diciembre de 2022⁴², a nivel mundial, será necesario construir más de 300 nuevas minas durante la próxima década para satisfacer las demandas de almacenamiento de EV y de la red. Aunque los proyectos anunciados harían que la capacidad de suministro de litio se expandiera 3,5 veces hasta 2030, esto aún no será suficiente para cumplir con las promesas de energía relacionadas con las baterías establecidas por países de todo el mundo. La Figura 37 muestra las etapas de la cadena de suministro de la batería de iones de litio.

⁴¹ <https://afry.com/en/insight/vulnerabilities-battery-supply-chain-european-utility-storage-providers>

⁴² <https://www.ft.com/content/f6c409d3-a29b-48f8-9f17-5586a1963d16>

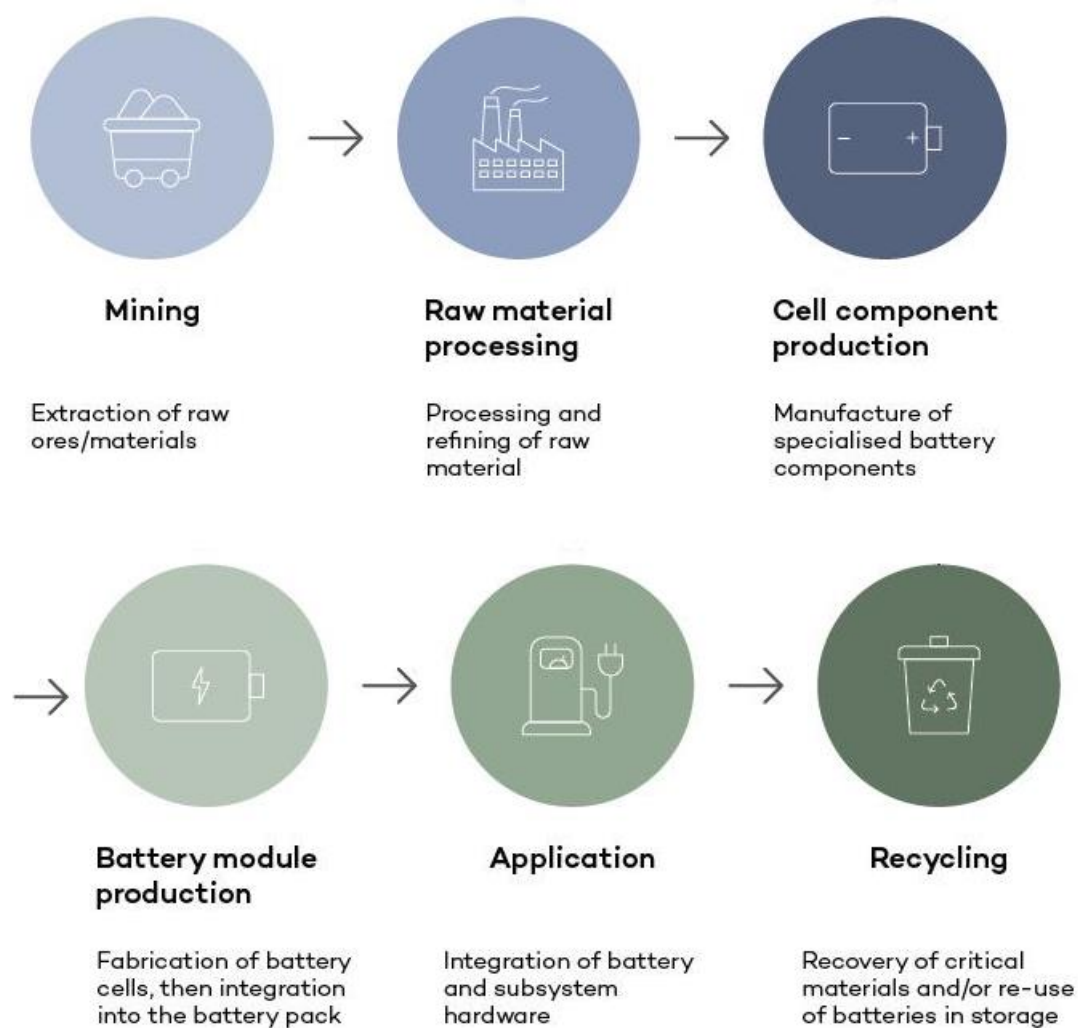


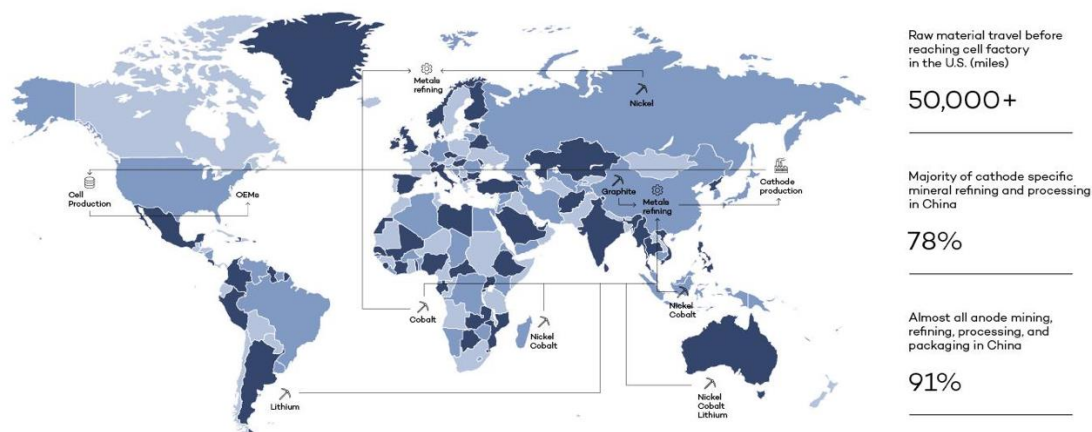
Figura 37: Etapas de la cadena de suministro de la batería de iones de litio.

Entre 2017 y 2019, se publicaron diversos informes públicos sobre riesgos relacionados con la gobernanza en la cadena de suministro de minerales relacionados principalmente con la extracción de minerales en la batería de iones de litio, como cobalto, níquel y cobre, y presentan un problema clave que debe abordarse si los sitios mineros se utilizan de manera sostenible.

Otro problema que se presenta en la cadena de suministros para la fabricación de baterías es que el procesamiento de materias primas se ve amenazado por largos plazos de entrega y una amplia distribución geográfica de sitios, lo que exacerba la vulnerabilidad geopolítica. Después del proceso de extracción, los materiales serán refinados y procesados. Si consideramos el litio, por ejemplo, hay dos formas diferentes de extraerlo: a través de salmuera

de litio o mineral de espodumeno, cada uno de los cuales requiere diferentes procesos químicos y afecta las cualidades y aplicaciones del metal resultante. Si bien la salmuera de litio sudamericana se está convirtiendo en una fuente popular para la extracción de litio, el proceso de refinación es significativamente más largo que el del mineral de espodumeno, que se encuentra principalmente en Australia. Aunque el 50 % del litio del mundo se extrae de Australia, casi nada se refina y procesa allí, sino que se envía principalmente a China. El gobierno australiano tiene como objetivo refinar el 20 % del litio del mundo dentro de las fronteras nacionales para 2027; sin embargo, la apertura de nuevas instalaciones a menudo puede verse obstaculizada por problemas técnicos, demoras prolongadas y fuertes incrementos de costos.

La prevalencia de China en la cadena de suministro de baterías aguas abajo se extiende más allá del litio, ya que la mayoría del cobalto, el níquel, el manganeso y el grafito se procesan en dicho país. Esto crea una cadena de suministro geográficamente dispersa, que requiere decenas de miles de millas de viaje de metales desde la materia prima hasta el procesamiento y las fábricas de células. Además, esto hace que la cadena de suministro sea particularmente vulnerable a la geopolítica.



Source: Redwood materials: Circular Supply chain

Figura 38: Traslado de los materiales de la batería hasta llegar a una fábrica de celdas de batería en América del Norte.

La mayoría de los proveedores de equipos de celdas de batería se encuentran en China, Japón y Corea del Sur. China tiene una participación en el mercado de fabricación del 78% para

cátodos, 91 % para ánodos (ambos utilizados en celdas de batería) y 70 % para módulos de batería. La Figura 39 resume esta información y la compara con el resto del mundo.

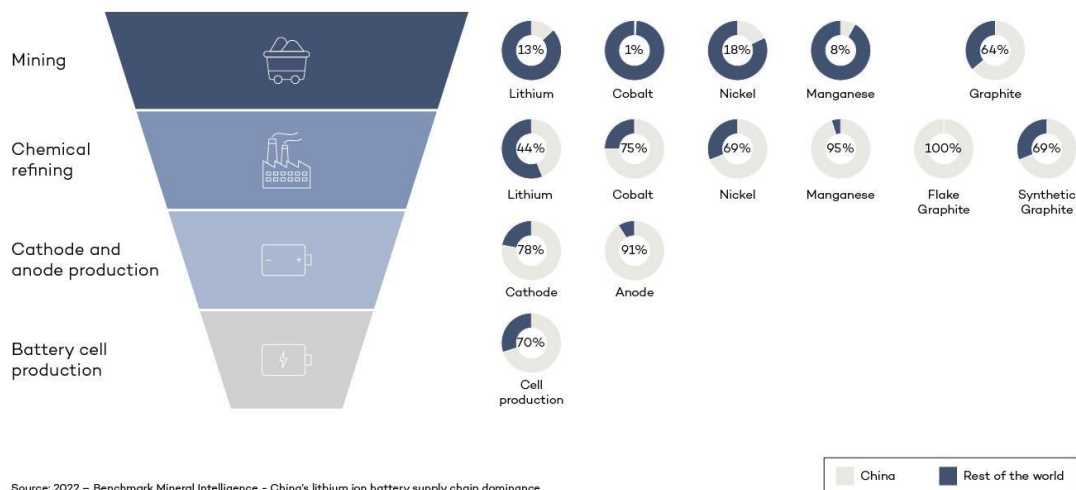


Figura 39: La cadena de suministro de baterías se encuentra predominantemente en China.

De acuerdo a un estudio de Adamas Intelligence publicado en agosto de 2022⁴³, el uso de baterías de fosfato de hierro y litio en vehículos eléctricos aumentó un 237 % en la primera mitad de 2022 en comparación con la primera mitad de 2021. Esta tecnología también se utiliza principalmente en el almacenamiento en red debido a su rentabilidad. Esto lleva a una competencia entre los vehículos eléctricos y el almacenamiento en red por las celdas de las baterías de litio. Dado que los vehículos eléctricos tendrán más del 80 % de la cuota de mercado de las baterías en el futuro, en comparación con solo el 5 % del almacenamiento en la red, será necesario explorar químicas alternativas para que los proveedores de almacenamiento de servicios sigan siendo competitivos en el mercado.

En el otro extremo del ciclo de vida de la batería, cuando la batería llega al final de su vida útil, existe dificultad en la recolección física de las baterías y preocupaciones sobre la falta de seguridad en el transporte de las baterías usadas; falta una guía clara sobre el reenvasado, la certificación y la estandarización de las baterías recicladas o reacondicionadas. El proceso de reciclaje también es costoso, lo que elimina un incentivo clave para la adopción de baterías

43

<https://www.adamasintel.com/state-of-charge-2022-h1/>

recicladas en lugar de las fabricadas con minerales en bruto. La Figura 40 resume los desafíos que se enfrentan en cada etapa de la cadena de suministro de baterías.

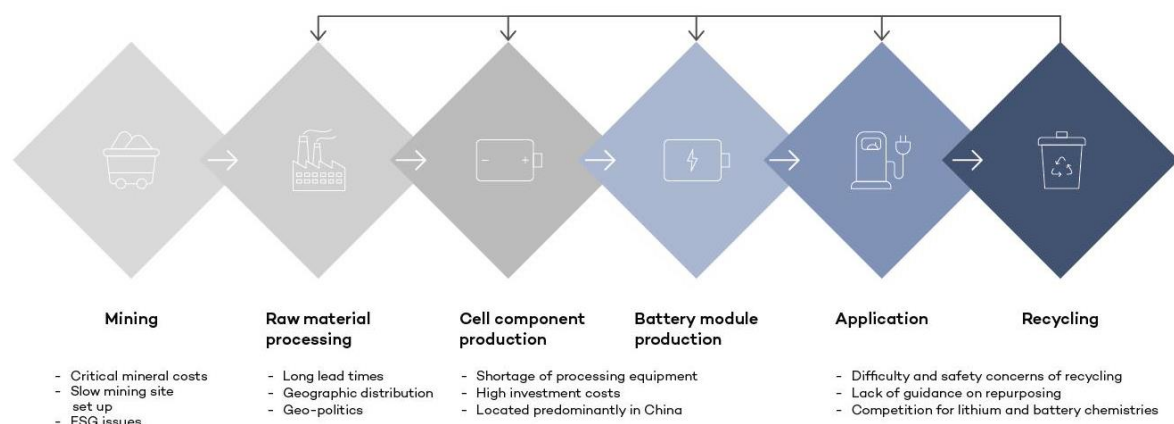


Figura 40: Desafíos que se enfrentan en cada etapa de la cadena de suministro de baterías.

La Figura 41 muestra la demanda creciente de algunos de los materiales esenciales para la fabricación de las baterías de Li-ion que pueden ser extraídos en un número limitado de países en el mundo. Al litio de las baterías LFP se le suma el níquel y el cobalto de las baterías LNMC. De la oferta mundial de los elementos, se proyecta que para el año 2030, las baterías requieran de un 80% del cobalto extraído, el níquel el 35% y el litio cerca del 98%.

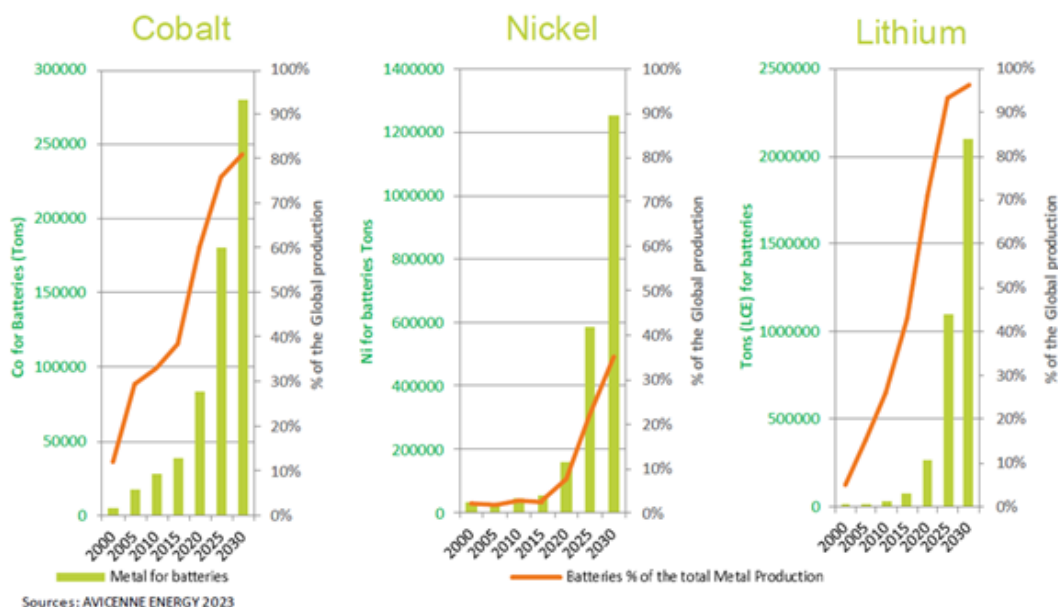


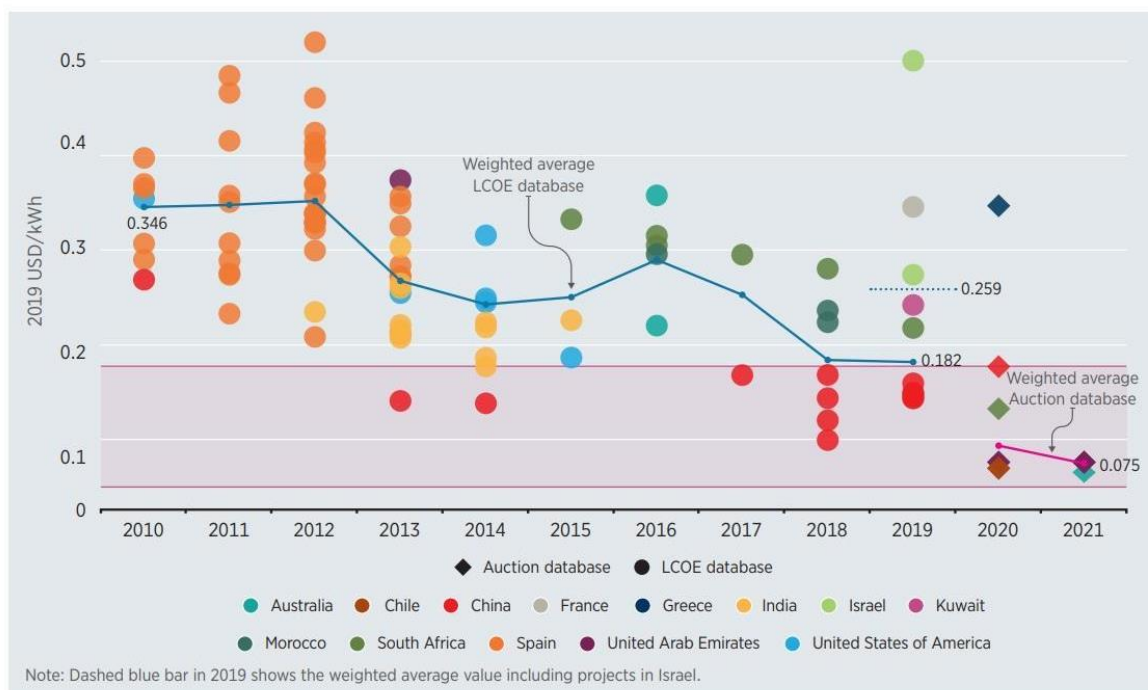
Figura 41: Crecimiento de la demanda de algunos de los materiales críticos para la elaboración de baterías de Li-ion.

El níquel y el cobalto pueden ser extraídos de forma casi exclusiva en Rusia y El Congo, respectivamente. Esta fuerte dependencia de estos elementos para la elaboración de las baterías hace que las baterías LNMC, a pesar de su mayor autonomía debido a su mayor densidad energética, están en desventaja frente a las baterías LFP, sobre todo, para aplicaciones estacionarias y algunos segmentos de mercado de movilidad eléctrica, como camiones, autobuses y turismos con requisitos de rango de crucero medio.

5.2 Concentración Solar de Potencia

5.2.1 Tendencias

Los costos actuales de producción de electricidad para tecnologías CSP reportados en la literatura, basados en precios de subastas ofrecidos en todo el mundo para energía de plantas CSP, se presentan en la Figura 42 de IRENA, que muestra que las últimas subastas de energía (Australia y Emiratos Árabes Unidos) han alcanzado precios alrededor de 75 USD/MWh.



Source: IRENA Renewable Cost Database and IRENA Auction and PPA Database.

Figura 42: Tendencias del LCOE y los precios de subasta para las tecnologías CSP desde 2010 hasta 2021.

La Figura 43 muestra los costos actuales de CAPEX y sus proyecciones futuras en tres escenarios de costos diferentes: Un escenario de costo constante a lo largo del tiempo, un escenario con costo medio, que considera una reducción del costo de los componentes de la planta a largo plazo, y un escenario de bajo costo que considera además un aumento de la eficiencia de funcionamiento de las plantas CSP al aumentar su temperatura de operación. El escenario de

costo constante no considera ningún cambio en el CAPEX, OPEX o factor de capacidad con respecto al escenario actual (desde 2021 hasta 2050), este supuesto es establecido en el “Annual Technology Baseline” de NREL 2023, estableciendo un peor escenario en términos de proyecciones de costos para la tecnología, funcionando como el escenario más conservador para los análisis. El escenario de costo medio se basa en proyecciones de literatura recientemente publicadas y estimaciones de expertos del NREL para los costos de las plantas CSP en los Estados Unidos en 2025, 2030, 2040 y 2050. En este escenario, se espera que los costos de CSP puedan disminuir aproximadamente un 30% de 7254 USD/kW (en 2021) a 5078 USD/kW (en 2030). Finalmente, el escenario de costo tecnológico bajo se basa en el límite inferior de la muestra de literatura y en el informe "Power to Change" de la IRENA (2016), que asume una caída más dramática en los costos a aproximadamente 3250 USD/kWe para 2030.

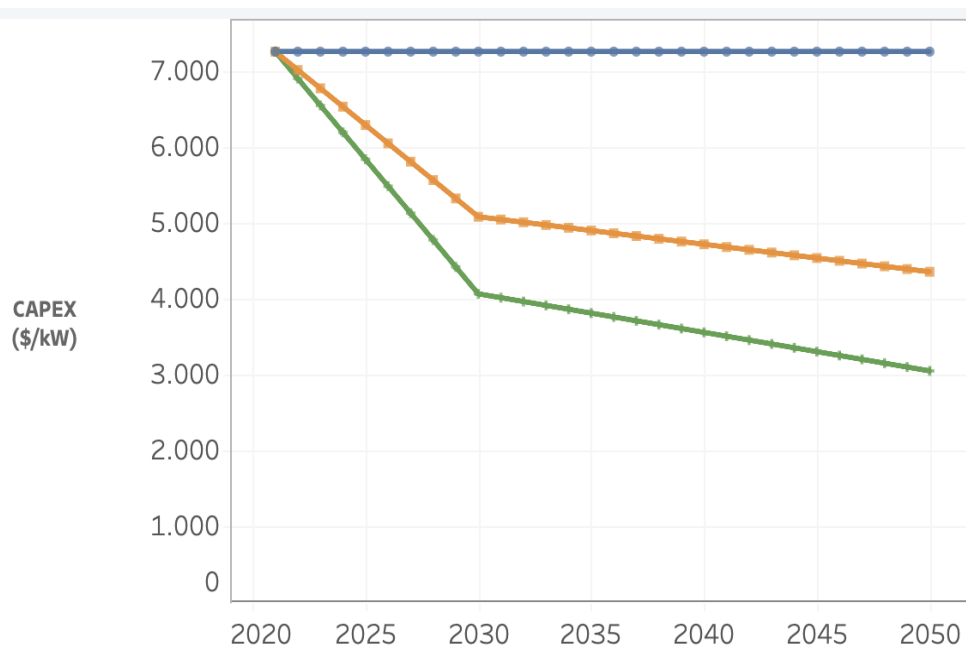
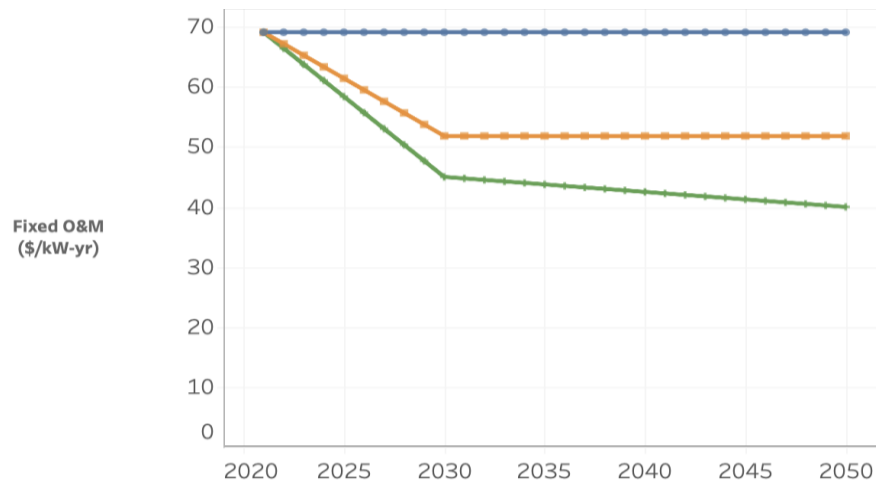


Figura 43: Costos actuales en dólares de CAPEX y proyecciones futuras para plantas CSP.
Fuente: Informe anual de referencia tecnológica del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (2023).

Vale destacar que para Chile se asume que el menor escenario de costos representa de mejor manera los costos de inversión de las plantas CSP (CAPEX), debido a que el norte del país cuenta con el mejor recurso solar a nivel mundial en términos de radiación solar directa, lo que implica que el tamaño de las plantas es considerablemente menor a otros sitios para alcanzar la misma potencia térmica en el receptor de la planta.

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento (OPEX), se desarrolla el mismo análisis en relación a los mismos 3 escenarios, y este análisis se muestra en la Figura 44 a continuación.

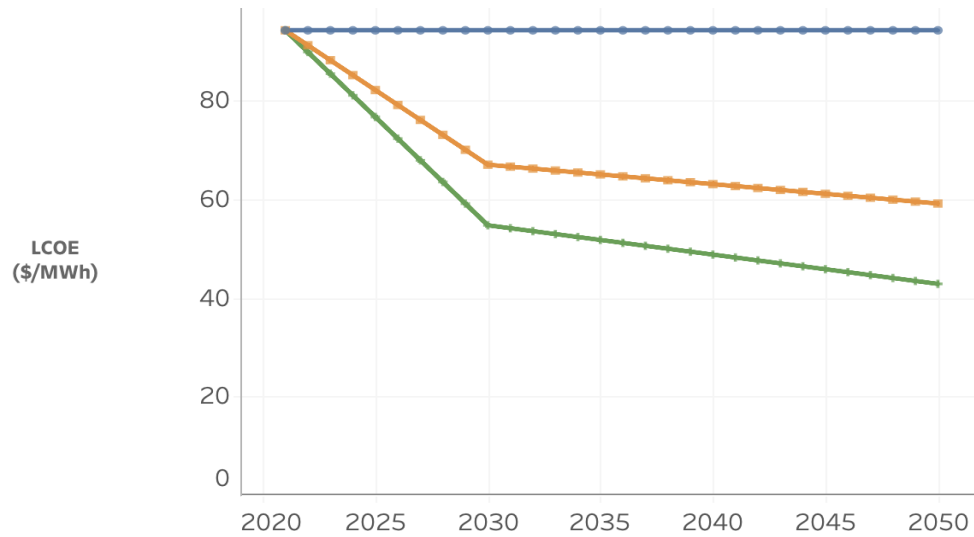


Parameter value projections by scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail
Select the parameter (LCOE, CAPEX, Fixed O&M, Capacity Factor, and FCR [fixed charge rate]), OCC, CFC, GCC, scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail. The year represents the commercial online date. The default technology detail best aligns with recent or anticipated near-term installations.

Figura 44: Costos actuales en dólares de OPEX y proyecciones futuras para plantas CSP.
Fuente: (NREL,2022).

Aquí, el escenario de costo constante no considera cambios y mantiene el costo actual de aproximadamente 69 USD/kW-año, como se mencionó en la sección de costos de inversión CAPEX, este escenario representa el caso más conservador en costos de operación y mantenimiento considerado en el “Annual Technology Baseline” de NREL 2023. En el escenario de costo medio, se espera que al año 2030 los costos de OPEX de CSP puedan disminuir a 52 USD/kW-año. No se proyectan cambios en los costos de OPEX entre 2030 y 2050. Finalmente, el escenario de costo tecnológico bajo asume una caída más dramática en los costos a aproximadamente 45USD/kW-año para 2030, sin cambios entre 2030 y 2050.

Finalmente, el costo nivelado de la electricidad (LCOE) se evalúa en base a los mismos tres escenarios de costos. Como se mencionó anteriormente, el norte de Chile cuenta con el recurso solar más alto para el desarrollo de CSP en el mundo, por lo que en nuestro caso las proyecciones futuras serán más cercanas al escenario de menor costo. La Figura 45 muestra las proyecciones de LCOE, donde se puede observar que el LCOE de las tecnologías CSP caerá por debajo de los 50 USD/MWh en 2038 según las condiciones del norte de Chile, asumiendo el escenario de reducción de costos más favorable.



Parameter value projections by scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail
 Select the parameter (LCOE, CAPEX, Fixed O&M, Capacity Factor, and FCR [fixed charge rate]), OCC, CFC, GCC, scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail. The year represents the commercial online date. The default technology detail best aligns with recent or anticipated near-term installations.

Figura 45: Costos nivelados de la electricidad (LCOE) actuales en dólares y proyecciones futuras para plantas CSP. Fuente: Informe anual de referencia tecnológica, NREL (2022)

5.2.2 Análisis de riesgo

Para describir los posibles riesgos de las tecnologías CSP y TES, se lleva a cabo un análisis FODA y un breve análisis de modos de falla y efectos (FMEA, por sus siglas en inglés) para evaluar los riesgos y el potencial asociado con los sistemas CSP y TES. Estos análisis se presentan en la Tabla 26 y en la Tabla 27.

Tabla 26: FODA para tecnologías CSP

	Positivas	Negativas
I N T E R N A S	<u>Fortalezas (F):</u> • Tecnología con desarrollo comercial, incluyendo Chile. • Tecnología ampliamente estudiada, probada y desarrollada. • Generación de energía base, estable y gestionable al utilizar el sistema de almacenamiento térmico (TES) durante las horas sin disponibilidad de recurso solar. • Generación de energía con equipos rotativos, mejor estabilidad de frecuencia de generación, gestión de carga (comportamiento similar a una central térmica tradicional), capacidad de "grid forming". • La tecnología CSP podría combinarse con otras tecnologías para reducir costos (planta híbrida CSP+ Fotovoltaico (PV)). • Operación similar a las plantas eléctricas térmicas, pero sin utilizar combustibles inflamables y tóxicos para producir vapor.	<u>Debilidades (D):</u> • La operación y control integral de la planta son complejos. • Costos de inversión (CAPEX) más altos que otras tecnologías, pero con un LCOE competitivo debido a un mayor factor de capacidad y bajos costos de operación y mantenimiento (OPEX). • Proceso prolongado de construcción de la planta en comparación con otras tecnologías de energías renovables, como la energía fotovoltaica (PV), pero comparable al proceso de construcción de una planta termoeléctrica convencional. • El riesgo ambiental para los animales que viven en el sitio seleccionado o las aves que vuelan cerca del receptor puede causar daños o muerte debido a la alta radiación solar concentrada (tecnología CR). Esto significa que se debe llevar a cabo un estudio de impacto ambiental.
	<u>Oportunidades (O):</u> • Chile tiene los valores más altos de Índice de Radiación Solar Directa (DNI, por sus siglas en inglés) en todo el mundo para el desarrollo de esta tecnología. • Se están desarrollando nuevos proyectos de esta tecnología en todo el mundo. El desarrollo adicional de plantas a nivel comercial llevará a una reducción en los costos de la tecnología. • Atenuación atmosférica más baja a nivel mundial (solo se aplica a la tecnología de receptor central (CR, por sus siglas en inglés).	<u>Amenazas (A):</u> • No se cuenta con experiencia a largo plazo en Chile. La primera planta comercial ha comenzado a operar en 2021 (Cerro Dominador, basada en la tecnología de receptor central - CR).

Tabla 27: Análisis FODA para tecnologías de almacenamiento térmico (TES)

	Positivas	Negativas
I N T E R N A S	<u>Fortalezas (F):</u> • Tecnología ampliamente estudiada, probada y desarrollada. • Experiencia en plantas comerciales. • Las sales fundidas son un material respetuoso con el medio ambiente. • La capacidad de almacenamiento permite la generación de electricidad las 24 horas del día, los 7 días de la semana. • Operación similar a las plantas eléctricas térmicas, pero sin utilizar combustibles inflamables y tóxicos para producir vapor. • Generación de energía con equipos rotativos, mejor estabilidad de frecuencia de generación, gestión de carga (comportamiento similar a una central térmica tradicional).	<u>Debilidades (D):</u> • Limitaciones de temperatura para su operación (temperatura mínima y máxima), evitando el sobrecalentamiento o la congelación de las sales. Esto significa que se debe considerar un respaldo de combustibles fósiles. • Baja densidad de energía (limitada por la capacidad calorífica específica de las sales fundidas).
E X T E R N A S	<u>Oportunidades (O):</u> • Abundancia de sales en el norte de Chile. Uno de los principales fabricantes produce las sales solares en Chile, lo que simplifica la cadena logística y reduce los costos de transporte.	<u>Amenazas (A):</u> • Nuevas tecnologías de almacenamiento en desarrollo, como los sistemas de almacenamiento termoquímico, con una mayor densidad de energía pero que aún no han sido desarrolladas comercialmente.

Para evaluar en más detalle todos los riesgos asociados, se desarrolló un análisis genérico de "Modos de Falla y Efectos" (FMEA) para ambas tecnologías (CSP y TES). El análisis de FMEA se presenta en la Tabla 28 y en la Tabla 29.

Tabla 28: Análisis FMEA para tecnologías CSP

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
CSP (Tecnología CR)	Escalamiento del diseño de la planta	Riesgo técnico asociado con la ampliación de un proyecto de CSP basado en la tecnología de receptor central (CR) desde la etapa de demostración hasta el tamaño y diseño comercial final.	Algunos equipos funcionan bien en una planta a pequeña escala pero pueden no funcionar correctamente en una planta a gran escala, como el receptor solar que tiene una entrada máxima de potencia desde el campo solar como condición de diseño. Esto limita el tamaño final de la planta y su diseño final.	Riesgo fácilmente evitable en la fase de diseño. Se recomienda considerar el aumento del tamaño de la planta en incrementos de un factor de multiplicación aproximado de 3 a 4 veces, basado en la capacidad térmica del receptor. Por ejemplo, de 50 MWth a un valor máximo de 150 a 200 MWth.
CSP	Sub-producción de energía	Estimaciones anuales de energía no realistas para plantas CSP en términos de rendimiento y disponibilidad de la planta.	Riesgo asociado de no alcanzar la producción de energía anual estimada para la planta CSP.	Riesgo fácilmente evitable en la fase de diseño. Se deben realizar simulaciones de generación de energía por parte de equipos experimentados en el desarrollo de proyectos CSP, trabajando con proveedores adecuados.

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
CSP	Riesgos técnicos y operacionales	Complejidad de los sistemas de operación y control de la planta para evitar fallos.	Riesgos asociados con la operación y control de la planta para prevenir problemas, como la congelación de las sales fundidas y otros problemas.	Un riesgo que puede reducirse fácilmente. En la actualidad, existen varios sistemas de control como soluciones estándar en la industria para evitar estos problemas en cooperación con proveedores adecuados.
CSP (Tecnología CR)	Falla de componentes críticos	Riesgo asociado al potencial de falla de un solo punto en los sistemas de receptor central (CR) (el receptor de la planta).	Una falla en el receptor de una planta CSP basada en tecnología CR detiene la operación de la planta y la generación de energía cuando el sistema de almacenamiento térmico (TES) está descargado.	Riesgo fácilmente evitable. En la actualidad, se implementan varios sistemas de control y monitoreo en la industria CSP para evitar este problema, como un sistema de control adecuado para el campo de heliostatos que evite el estrés térmico en el receptor debido a diferencias de temperatura entre ambos lados del

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
				receptor. También existen procedimientos claros para operar el sistema.
CSP	Experiencia limitada en Chile	Limitada experiencia de Desarrollo de proyectos CSP en Chile.	La experiencia limitada con estas tecnologías podría conducir a enfoques incorrectos en varias etapas del desarrollo de la planta.	Riesgo fácilmente evitable. En la actualidad existen proveedores, desarrolladores y operadores experimentados en todo el mundo que trabajan en varios proyectos a nivel comercial. Además, en los próximos años se acumulará mucho experiencia local a partir del proyecto Cerro Dominador, entre otros proyectos en desarrollo.

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
CSP	Estructura de costos	Riesgo relacionado con la claridad de la estructura de costos para el desarrollo de proyectos, desde sus diversos componentes.	Subestimar o sobreestimar los costos de desarrollo del proyecto, lo que puede hacer que el proyecto sea económicamente inviable.	Riesgo fácilmente evitable en la fase de planificación. En la actualidad, existen varios desarrolladores de proyectos con experiencia en Chile con los que se puede trabajar, y también hay una creciente experiencia local en el desarrollo de la industria CSP.
CSP	Ensuciamiento	Deposición de arena, polvo, escombros, etc., en la superficie del espejo. La tasa de contaminación también depende del viento y la precipitación locales. Además de la variación del tipo de suelo para una misma planta.	Pérdidas de reflexión en los espejos que afectan el rendimiento del sistema CSP en términos de detección de la irradiancia normal directa en el receptor.	Riesgo fácilmente evitable. Existen procedimientos claros para llevar a cabo una limpieza programada exitosa de los espejos (helióstatos para sistemas CR y colectores para la tecnología de canal parabólico).

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
CSP	Riesgos logísticos	Los proyectos de CSP suelen ubicarse en lugares remotos para su desarrollo, lo que implica un desafío logístico en el transporte de piezas y componentes clave para la construcción del proyecto.	Los componentes de la planta, debido a las actividades de transporte y logística complejas, pueden resultar dañados, rotos o extraviados durante el traslado a la ubicación de la planta.	Riesgo fácilmente gestionable. En el norte de Chile, existe una gran experiencia en operaciones logísticas complejas, que incluyen equipos de la industria minera y observatorios astronómicos, por lo que hay una industria experimentada y adecuada disponible.
CSP (Tecnología CR)	Riesgos ambientales para la fauna (aves)	Riesgos ambientales para las aves que pueden causar múltiples daños o muerte al volar cerca del receptor debido a la alta radiación solar concentrada (tecnología CR).	Impactos ambientales en especies de aves nativas en el área de preocupación.	Riesgo fácilmente gestionable. Existen sistemas estándar disponibles comercialmente para eliminar ultrasonidos y ahuyentar aves del área. Además, se ha demostrado que las aves evitan esta zona de riesgo con el tiempo.

Tabla 29: Análisis FMEA para tecnología de almacenamiento térmico (TES)

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
TES	Riesgos técnicos y operacionales	Complejidad de los sistemas de operación y control de la planta para evitar fallas.	Riesgos asociados a la operación y control de la planta para prevenir problemas, como la congelación de sales fundidas y otros problemas.	Un riesgo que puede reducirse fácilmente. En la actualidad, existen varios sistemas de control como soluciones estándar en la industria para evitar estos problemas en cooperación con proveedores adecuados.
TES	Experiencia limitada en Chile	Limitada experiencia en Chile de Desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico (TES).	La limitada experiencia con estas tecnologías puede llevar a enfoques incorrectos en varias etapas del desarrollo de la planta.	Un riesgo fácilmente evitable. En la actualidad, existen proveedores experimentados, desarrolladores de proyectos y operadores en todo el mundo que trabajan en múltiples proyectos a nivel comercial. Además, en los próximos años, habrá muchas experiencias locales disponibles a partir del proyecto Cerro Dominador, entre otros proyectos en desarrollo.

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
TES	Riesgos logísticos	Estos proyectos suelen ubicarse en lugares remotos, lo que representa un desafío logístico para el transporte de piezas y componentes clave necesarios para la construcción del proyecto, como los componentes del sistema de almacenamiento de energía térmica (TES).	Debido a las complejas actividades de transporte y logística, los componentes del sistema de almacenamiento de energía térmica (TES) pueden sufrir daños, romperse o extraviarse durante el transporte al sitio de la planta.	Riesgo fácilmente gestionable. En el norte de Chile, existe una amplia experiencia en operaciones logísticas complejas, incluido el transporte de equipos de la industria minera y observatorios astronómicos, por lo que hay una industria experimentada y adecuada disponible.

5.2.3 Vulnerabilidades de la cadena de suministro para sistemas CSP

Los sistemas de almacenamiento utilizados en las plantas de concentración solar de potencia corresponden a sistemas de almacenamiento basados en sales fundidas. Las sales fundidas corresponden a una mezcla de Nitrato de Sodio (NaNO_3) y Nitrato de Potasio (KNO_3), denominado sal solar. En el caso particular de Chile corresponde a un material elaborado a nivel nacional, por lo que Chile al ser proveedor de las sales solares posee un lugar privilegiado en la cadena de suministro del producto, no representando un riesgo para la elaboración de estos sistemas.

Además, los sistemas de almacenamiento térmico basados en sales solares no utilizan materiales escasos como ocurre en el caso de las baterías u otros sistemas termoquímicos, que requieren metales nobles o el uso de tierras raras en su elaboración.

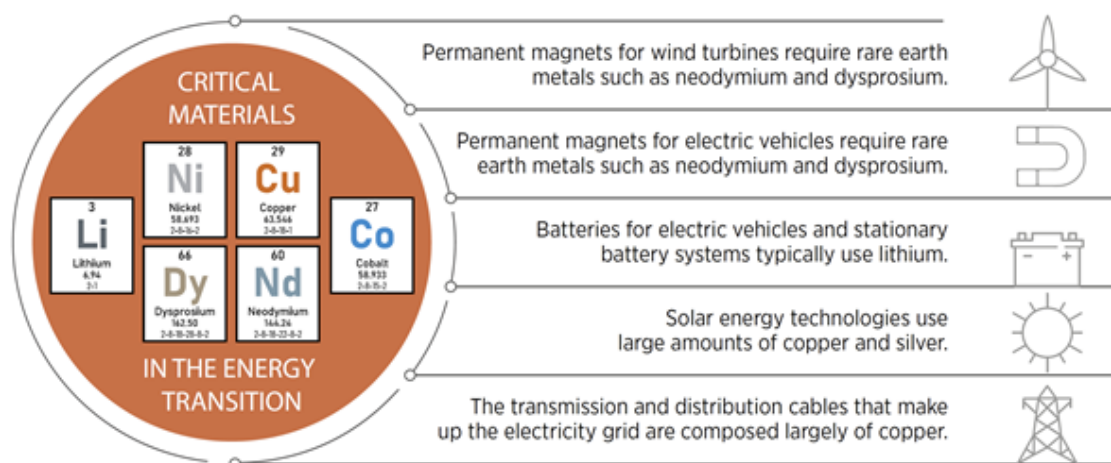


Figura 46: Materiales críticos en la transición energética.

Finalmente, en la Figura 46 se presenta información que reporta la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en su reporte de Julio 2023, sobre los materiales críticos para la transición energética y sus implicaciones geopolíticas. En este, se observa que para el caso de los sistemas solares principalmente el cobre podría ser un material crítico dado el pronóstico de un aumento explosivo en su demanda por la electrificación de los consumos energéticos mundiales, pero nuevamente en el caso particular de Chile es un país productor con grandes reservas de cobre, por lo que nuevamente Chile se encuentra en una posición privilegiada al respecto. Vale destacar que, a pesar de estar en una posición privilegiada por la producción nacional de cobre y sales solares, Chile igualmente se encuentra expuesto a riesgos de alza en el precio de dichos materiales por un potencial aumento de la demanda mundial, considerando que los niveles de producción de ambos materiales generen escasez de oferta a futuro. En este sentido, se considera el riesgo por aumento de la demanda de cobre que se proyecta en el reporte de julio 2023 por parte de IRENA sobre materiales críticos para la transición energética y sus implicaciones geopolíticas, así como el aumento de la demanda por sales solares puesto que parte de sus componentes también son utilizados en la industria de los fertilizantes. Por otro lado, en el caso particular del cobre se trata de un material común a todos los sistemas de almacenamiento estudiados, puesto que es clave para los procesos que utilizan electricidad.

5.3 Baterías de Carnot

En el caso de las baterías de Carnot, el principal componente del almacenamiento energético de esta tecnología consiste en un sistema de almacenamiento térmico (TES), basado en la misma solución tecnológica que usan las plantas de concentración solar de potencia, es decir, estanques con sales fundidas que permiten almacenar la energía térmica, integrados a un sistema de generación de vapor para la producción de electricidad mediante un ciclo termodinámico.

En la Tabla 30 y en Tabla 31 se presentan respectivamente el análisis FODA y FMEA de la tecnología de almacenamiento térmico (TES) utilizada en las plantas CSP, representando

también todos los riesgos asociados al sistema de almacenamiento de la tecnología de baterías de Carnot.

Existen otros aspectos relevantes a ser considerados para la evaluación de riesgos asociados a este tipo de sistemas, en relación con la tecnología de generación de electricidad, así como el método para calentar las sales fundidas y así almacenar la energía térmica requerida para la operación de la planta. A continuación, se presenta el análisis FODA de dichos aspectos para la tecnología de baterías de Carnot.

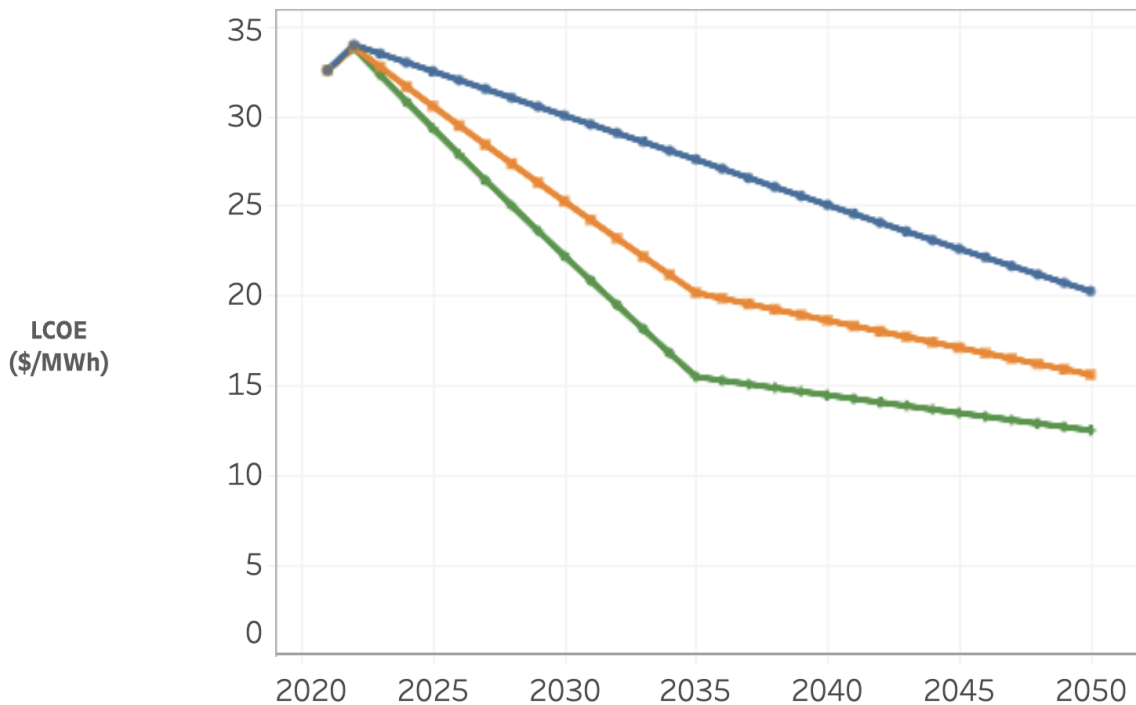
Esta tecnología permite su integración con centrales de generación termoeléctricas existentes, habilitando la reconversión de centrales térmicas para descarbonizar la generación de electricidad. En este sentido, esta tecnología reemplaza el equipo de producción de vapor desde una fuente fósil de energía por un intercambiador de calor que transfiere la energía térmica almacenada en las sales fundidas, para la producción del vapor que es utilizado en el ciclo termodinámico para producción de electricidad. Por ello, se produce una sinergia al poder utilizar parte del equipamiento de una planta termoeléctrica, ahorrando en su totalidad el costo asociado al ciclo de potencia, que corresponde a 1040 USD/kWe, según indica NREL en el software SAM en su versión 2022. En reemplazo de este costo se considera solamente un costo asociado a la integración del ciclo de potencia existente correspondiente a 10 USD/kWt, como se presenta en el estudio del Centro Aeroespacial Alemán (DLR) titulado “Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile”, presentado en 2020.

Al respecto del resto de los costos asociados a las baterías de Carnot, los valores definidos en la última versión de software de simulación de sistemas energéticos SAM de NREL, noviembre 2022, especifican que para este tipo de sistemas denominados Electric Thermal Energy Storage Systems, existe un costo específico de 104 USD/kWt para el calefactor eléctrico en términos de su potencia térmica y 22 USD/kWht como costo específico del sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas en términos de la capacidad de almacenamiento energético del sistema. No se contemplan grandes cambios en este escenario de costos, debido a que a diferencia de la tecnología CSP, la reducción de costos de inversión se asocia a un aumento de la temperatura de operación de los ciclos termodinámicos, pero en este caso se plantea la opción de reutilizar el ciclo termodinámico de las plantas térmicas que serán reconvertidas.

Finalmente, donde si se observa una proyección en cuanto a la disminución de costos, corresponde al principal costo de operación asociado a esta tecnología, que corresponde al costo de la electricidad que se utilizará para calentar las sales del sistema de almacenamiento. En este sentido se utilizará plantas fotovoltaicas de manera dedicada para generar la electricidad requerida para el sistema que permite calentar las sales fundidas. Para ilustrar estos costos, se presenta la siguiente figura que contiene la proyección del LCOE asociado a las plantas fotovoltaicas en base a la información presentada por NREL en el Annual Technology Baseline para instalaciones fotovoltaicas para zonas con alta radiación solar como es el caso de Chile, considerando 3 escenarios de proyección del LCOE.

Los escenarios presentados en la figura para la proyección del LCOE asociado a plantas fotovoltaicas corresponden a: un escenario conservativo en que los niveles de inversión en investigación y desarrollo disminuyen a futuro, generando menores avances tecnológicos proyectando una mínima disminución de los costos de los módulos fotovoltaicos de manera anual. El segundo escenario presenta una disminución moderada del LCOE en base al supuesto que la inversión en investigación y desarrollo de la tecnología fotovoltaica mantiene los niveles de inversión actuales, logrando cumplir con los pronósticos establecidos por las hojas de ruta de la tecnología. Finalmente, el tercer escenario asume que aumentará la inversión en investigación y desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas lo que generará nuevas innovaciones, permitiendo una disminución de costos más agresiva.

Se observa que la información presentada en la Figura 47 muestra que en el escenario más favorable el LCOE de la tecnología fotovoltaica disminuirá de los 20 USD/MWh en 2032, el escenario intermedio alcanzará dicho valor en 2035, mientras el escenario más conservador llega a los 20 USD/MWh en 2050.



Parameter value projections by scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail

Select the parameter (LCOE, CAPEX, Fixed O&M, Capacity Factor, and FCR [fixed charge rate]), OCC, CFC, GCC, scenario, financial case, cost recovery period, and technological detail. The year represents the commercial online date. The default technology detail best aligns with recent or anticipated near-term installations.

Figura 47: Materiales críticos en la transición energética.

Tabla 30: FODA para baterías de Carnot

	Positivas	Negativas
I N T E R N A S	<u>Fortalezas (F):</u> • Generación de energía base, estable y gestionable al utilizar el sistema de almacenamiento térmico (TES) durante las horas recursos renovables variables. • Generación de energía con equipos rotativos, mejor estabilidad de frecuencia de generación, gestión de carga (comportamiento similar a una central térmica tradicional), capacidad de “grid forming”. • La tecnología podría combinarse con otras tecnologías para reducir costos (cargar las sales fundidas con energía térmica producida desde electricidad de la red o mediante una planta PV). • Operación similar a las plantas eléctricas térmicas, pero sin utilizar combustibles inflamables y tóxicos para producir vapor. • Potencial para integrarse con plantas termoeléctricas basadas en combustibles fósiles, para su descarbonización, ahorrando a su vez el costo de inversión del bloque de potencial. • Potencial de reducción del “curtailment” de las plantas PV en el norte del Chile.	<u>Debilidades (D):</u> • La operación y control integral de la planta son complejos. • Costos de inversión (CAPEX) más altos que otras tecnologías, pero con un LCOE competitivo debido a un mayor factor de capacidad y bajos costos de operación y mantenimiento (OPEX). • Requiere electricidad para producir la energía térmica necesaria para cargar el almacenamiento en sales fundidas, por lo que posee una alta dependencia económica del costo de la electricidad. • Posee una baja eficiencia de conversión, pasando de electricidad a calor y posteriormente nuevamente a electricidad, inferior a 40%.
	<u>Oportunidades (O):</u> • Se está planteando el desarrollo de nuevos proyectos de esta tecnología en el mundo, lo que llevará a una reducción en los costos de la tecnología. • Chile posee una industria de producción de parte de los materiales requeridos, como las sales fundidas para el almacenamiento.	<u>Amenazas (A):</u> • No se cuenta con experiencia a largo plazo en Chile. Se han anunciado los primeros proyectos para su tramitación.

Tabla 31: Análisis FMEA para baterías de Carnot

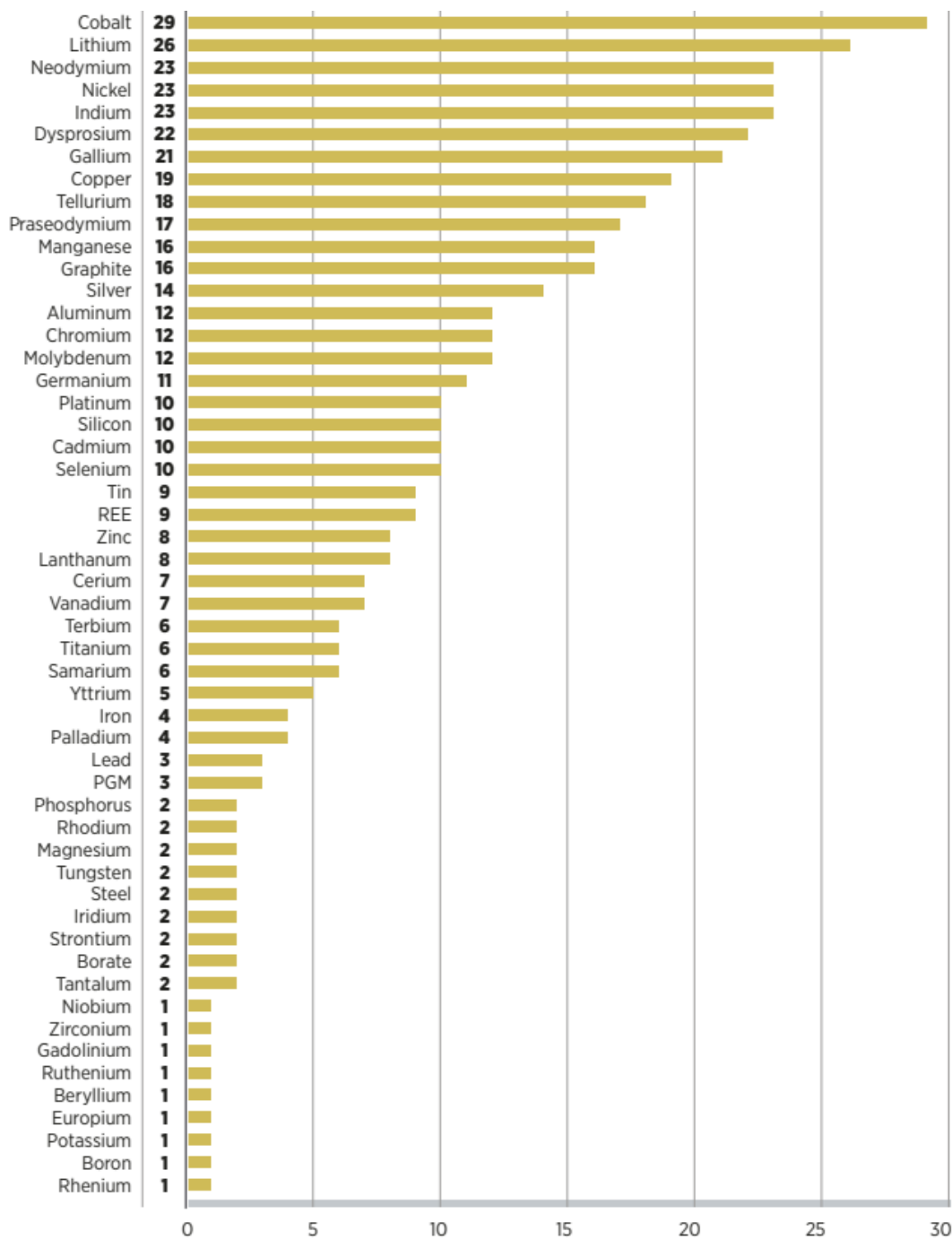
Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
Baterías de Carnot	Riesgos técnicos y operacionales	Complejidad de los sistemas de operación y control de la planta para evitar fallos.	Riesgos asociados con la operación y control de la planta para prevenir problemas, como la congelación de las sales fundidas y otros problemas.	Un riesgo que puede reducirse fácilmente. En la actualidad, existen varios sistemas de control como soluciones estándar en la industria para evitar estos problemas en cooperación con proveedores adecuados.
Baterías de Carnot	Experiencia limitada en Chile	Limitada experiencia de Desarrollo de proyectos de baterías de Carnot en Chile.	La experiencia limitada con estas tecnologías podría conducir a enfoques incorrectos en varias etapas del desarrollo de la planta.	Riesgo fácilmente evitable. En la actualidad existen proveedores, desarrolladores y operadores experimentados en todo el mundo que trabajan en varios proyectos a nivel comercial, en sistemas de almacenamiento térmico en sales fundidas.

Tecnología	Modo de Fallo (Riesgo Tecnológico)	Causa / Mecanismo	Efecto	Mitigación
Baterías de Carnot	Estructura de costos	Riesgo relacionado con la claridad de la estructura de costos para el desarrollo de proyectos, desde sus diversos componentes.	Subestimar o sobreestimar los costos de desarrollo del proyecto, lo que puede hacer que el proyecto sea económicamente inviable.	Riesgo fácilmente evitable en la fase de planificación. En la actualidad, existen varios desarrolladores de proyectos con experiencia en Chile con los que se puede trabajar, que poseen experiencia en sistemas de almacenamiento térmico.
Baterías de Carnot	Riesgos en costos de operación	Riesgos económicos debido a la dependencia del costo de la electricidad para calentar las sales fundidas del sistema de almacenamiento .	Impacto en los resultados económicos del proyecto, pudiendo comprometer su factibilidad.	Para gestionar este riesgo sería clave contar con precios estabilizados para la compra de la electricidad a usar para cargar el sistema de almacenamiento, con un costo considerablemente inferior al precio de venta de la electricidad que compense por la eficiencia de conversión del sistema (inferior a 40%).

5.3.1 Vulnerabilidades de la cadena de suministro para sistemas de baterías de Carnot

Los sistemas de almacenamiento por baterías de Carnot se basan en el mismo principio que los sistemas de almacenamiento utilizados en las plantas de concentración solar de potencia, es decir, sistemas de almacenamiento térmico en sales fundidas. Al respecto corresponden las mismas conclusiones presentadas en la sección de plantas de concentración solar de potencia, donde destaca que tanto las sales solares como el cobre corresponden a los materiales claves para su desarrollo, y en ambos casos Chile es un productor principal de estos materiales.

La Figura 48 y Figura 49 muestran un listado con los 51 materiales definidos como críticos para la transición energética, reportados en listados de 35 países, y presentados en el último informe de IRENA “Geopolitics of Energy Transition: Critical Materials” de Julio 2022, en que en el caso de las baterías de Carnot solamente destaca la presencia del cobre.



Source: (IRENA and NUPI, forthcoming).

Notes: REE = rare earth elements; PGM = platinum group metals.

Figura 48: Materiales críticos en la transición energética.

Cobalt	²⁷ Co Cobalt		Dysprosium	⁶⁶ Dy Dysprosium		Manganese	²⁵ Mn Manganese		Nickel	²⁸ Ni Nickel
Democratic Republic of the Congo	70.0%		China	48.7%		South Africa	35.8%		Indonesia	48.8%
Indonesia	5.4%		Myanmar	23.1%		Gabon	22.9%		Philippines	10.1%
Russian Federation	4.8%		Australia	7.6%		Australia	16.4%		Russian Federation	6.7%
Australia	3.2%		United States	2.9%		China	4.9%		France (New Caledonia)	5.8%
Canada	2.1%		Canada	2.7%		Ghana	4.7%		Australia	4.9%
Cuba	2.0%		Others	15.0%		India	2.4%		Canada	4.0%
Philippines	2.0%					Brazil	2.0%		China	3.3%
Others	10.5%					Ukraine	2.0%		Brazil	2.5%
			Graphite	⁶ C Carbon		Côte d'Ivoire	1.8%		Others	13.9%
			China	64.6%		Malaysia	1.8%			
			Mozambique	12.9%		Others	5.3%			
			Madagascar	8.4%						
			Brazil	6.6%		Neodymium	⁶⁰ Nd Neodymium		Platinum	⁷⁸ Pt Platinum
			Others	7.5%		China	45.8%		South Africa	73.6%
Copper	²⁹ Cu Copper					Australia	23.1%		Russian Federation	10.5%
Chile	23.6%		Iridium	⁷⁷ Ir Iridium		Greenland*	8.2%		Zimbabwe	7.8%
Peru	10.0%		South Africa	88.9%		Myanmar	7.4%		Canada	3.1%
Democratic Republic of the Congo	10.0%		Zimbabwe	8.1%		Brazil	4.4%		United States	1.7%
China	8.6%		Russian Federation	2.9%		India	2.1%		Others	3.3%
United States	5.9%		Others	0.1%		Others	9.0%			
Russian Federation	4.5%									
Indonesia	4.1%		Lithium	³ Li Lithium						
Australia	3.7%		Australia	46.9%						
Zambia	3.5%		Chile	30.0%						
Mexico	3.3%		China	14.6%						
Kazakhstan	2.6%		Argentina	4.7%						
Canada	2.4%		Brazil	1.6%						
Poland	1.7%		Others	2.2%						
Others	16.1%									

* Kingdom of Denmark

* latest data available as of 2023

Source: (US Geological Survey and US Department of the Interior, 2023; JRC, 2020; USGS, 2023b).

Figura 49: Países claves con reservas de materiales críticos para la transición energética.

5.4 Almacenamiento asociado al hidrógeno

5.4.1 Tendencias

La Figura 50 muestra la proyección del costo de inversión de electrolizadores PEM.

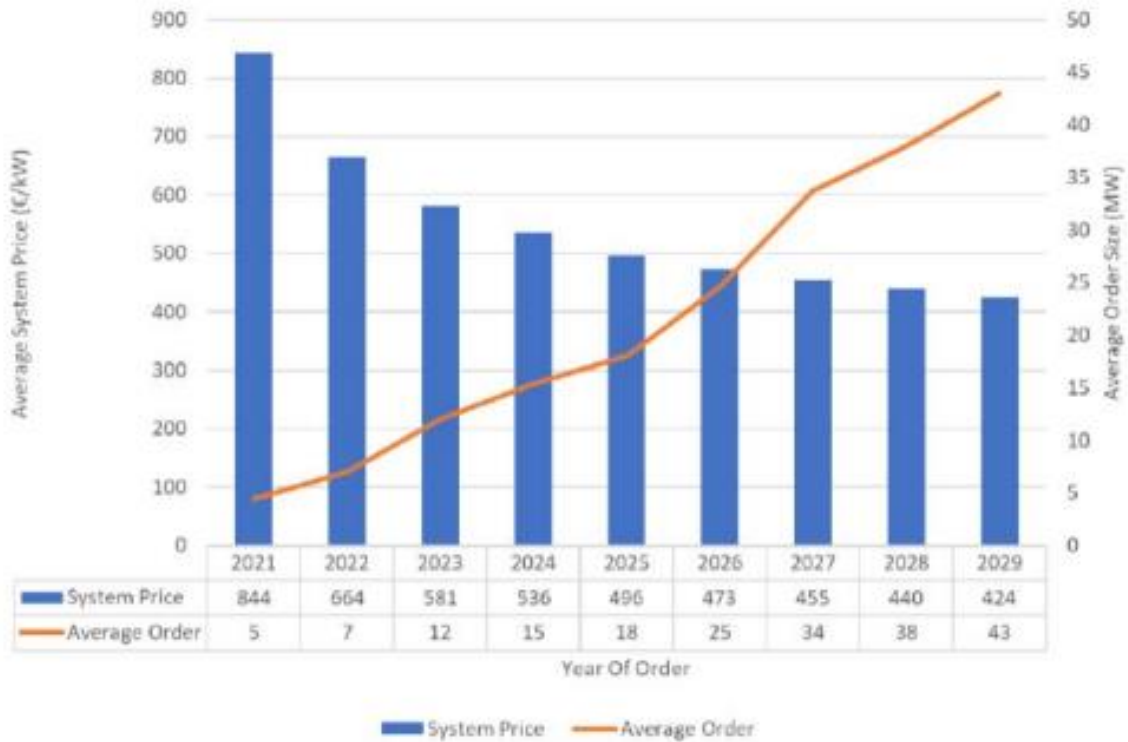


Figura 50: Evolución esperada Costo Capex EL PEM. Fuente: Fraunhofer, en base a entrevistas a proveedores

5.4.2 Análisis de riesgo

En el caso de almacenamiento de hidrógeno, se aplica el análisis FODA presentado en la Tabla 32 para comprender el entorno en el que operan, identificar los riesgos y oportunidades clave asociados con la tecnología, el mercado y el contexto regulatorio, y desarrollar estrategias efectivas para alcanzar el éxito del proyecto. Es una herramienta valiosa para la toma de decisiones informadas y la gestión eficiente de los riesgos en esta industria emergente y estratégica.

Tabla 32: Análisis FODA para sistemas de almacenamiento basado en hidrógeno

	Positivo	Negativo
Interno	<u>Fortalezas (F)</u> 1. Incentivos y Financiamiento Gubernamental: Chile puede contar con incentivos y financiamiento gubernamental para proyectos de energías limpias, lo que puede reducir los costos iniciales y mejorar la viabilidad económica de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno con tecnología PEM. 2. Infraestructura y Logística: Chile tiene la ventaja de contar con ubicaciones estratégicas para la instalación de electrolizadores PEM y sistemas de almacenamiento de hidrógeno. Además, su red de transporte de gas y tuberías puede adaptarse para el suministro y distribución de hidrógeno. Las inversiones en infraestructura podrían facilitar la adopción a gran escala de esta tecnología. 3. Abundancia de fuentes de energías renovables: Chile cuenta con abundantes fuentes de energía renovable, en particular solar y eólica, con los factores de planta más elevados del planeta. Esta es la principal ventaja que nuestro país posee en relación al desarrollo de la industria del hidrógeno verde.	<u>Debilidades (D)</u> 1. Riesgo de Suministro de Electrolizadores PEM: Chile depende de importaciones para los electrolizadores PEM, lo que podría generar retrasos en la entrega y costos adicionales debido a fluctuaciones en el comercio internacional. Esto puede afectar la disponibilidad y la eficiencia en el desarrollo de capacidades locales de producción de hidrógeno. La falta de capacidad de producción local de electrolizadores y componentes como celdas de combustible a nivel local, al hacernos altamente dependientes de proveedores internacionales, entrega alto poder negociador a dichos proveedores, tanto en precio como en plazos de suministro. Si no se implementa mayor capacidad de producción a nivel internacional, la alta demanda que se espera por electrolizadores podría provocar que los proveedores privilegien pedidos concretos y de mayor escala, por parte de países que desarrollen proyectos con mayor agresividad o proactividad. 2. Riesgo de Escasez y Materiales Clave: Algunos materiales utilizados en el electrolizador PEM, como platino y membranas de intercambio de protones, pueden ser escasos o sujetos a variaciones de precio, lo que aumenta los costos de producción y el riesgo de suministro, al existir pocos centros de producción. Un interesante precedente que podría ayudar a

	Positivo	Negativo
		compensar esta amenaza se encuentra en un reciente proceso de RFI (Request for Information) que cerró Corfo en Chile en 2023, levantando interés de actores de la industria de electrólisis para instalar capacidades de producción local. El proceso tuvo positivos resultados, se recibieron declaraciones de diversos fabricantes europeos, asiáticos y nacionales. 3. Necesidad de Desarrollo de Capacidades Locales: La adopción a gran escala de tecnología PEM requerirá el desarrollo de capacidades locales en términos de fabricación, instalación y mantenimiento de estos sistemas. La falta de mano de obra calificada y expertos en tecnología PEM podría ralentizar la implementación de proyectos. 4. Escasez de Recursos Financieros: La implementación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno PEM a gran escala requiere inversiones significativas. La falta de recursos financieros suficientes podría limitar la capacidad del país para desarrollar proyectos a gran escala y aprovechar oportunidades de mercado.
Externo	<u>Oportunidades (O)</u> 4. Desarrollo Tecnológico y de Investigación: Chile puede impulsar el desarrollo y la investigación de tecnologías PEM de última generación, lo que puede conducir a mejoras en la	<u>Amenazas (A)</u> 1. Políticas Energéticas y Ambientales Cambiantes: Los cambios en las políticas gubernamentales relacionadas con la energía limpia y el hidrógeno podrían afectar los incentivos y las regulaciones para el desarrollo de proyectos de

	Positivo	Negativo
	eficiencia, reducción de costos y ventajas competitivas. 5. Colaboración Internacional: La colaboración con otros países líderes en tecnología de almacenamiento de hidrógeno, especialmente en el desarrollo de electrolizadores PEM, puede proporcionar acceso a tecnología avanzada y oportunidades de mercado. 6. La instalación de un hub productor de H2V a partir de energía solar en la zona Norte de Chile, constituye un proyecto de alto potencial para generar escalamiento industrial, generando un nuevo polo de actividad en la economía chilena de proyecciones internacionales y nacionales de gran alcance, en base al aprovechamiento de la incomparable ventaja que implica contar en la misma zona geográfica, con la mayor radiación solar del planeta y uno de los mayores distritos mineros del mundo. A su vez, este polo industrial podrá contribuir de manera significativa a la descarbonización de la industria chilena en general, y será un importante proyecto faro que contribuirá decisivamente en la lucha contra el cambio climático y el calentamiento global. 7. Competencias y Capacidades Locales: Identificar instituciones académicas, centros de investigación y empresas locales	almacenamiento de hidrógeno en Chile. Por ejemplo, en el caso chileno, el impuesto a las emisiones de CO2 está muy desalineado con los niveles internacionales, no generando suficiente incentivo para la conversión y descarbonización de procesos industriales. 2. Competencia Internacional en Tecnologías PEM: Chile puede enfrentar la competencia de otros países que también desarrollan tecnologías PEM para el almacenamiento de hidrógeno, lo que podría influir en el acceso a los mercados internacionales y los precios, si es que por ejemplo los proveedores privilegian la producción de equipos para proyectos localizados en países con políticas de desarrollo más agresivas. 3. Falta de Coordinación y Colaboración: La implementación exitosa de proyectos de almacenamiento de hidrógeno a gran escala requerirá una alta coordinación entre actores públicos y privados, así como la colaboración entre diferentes industrias y sectores. La falta de coordinación podría retrasar o dificultar la materialización de proyectos. Por ejemplo, es necesario tener altos niveles de coordinación industrial para el uso de infraestructura compartida, tales como puertos, desaladoras, infraestructura energética, sistemas de almacenamiento y transporte de H2, entre otros. Si no se desarrollan estos procesos de coordinación en múltiples niveles, será más complejo

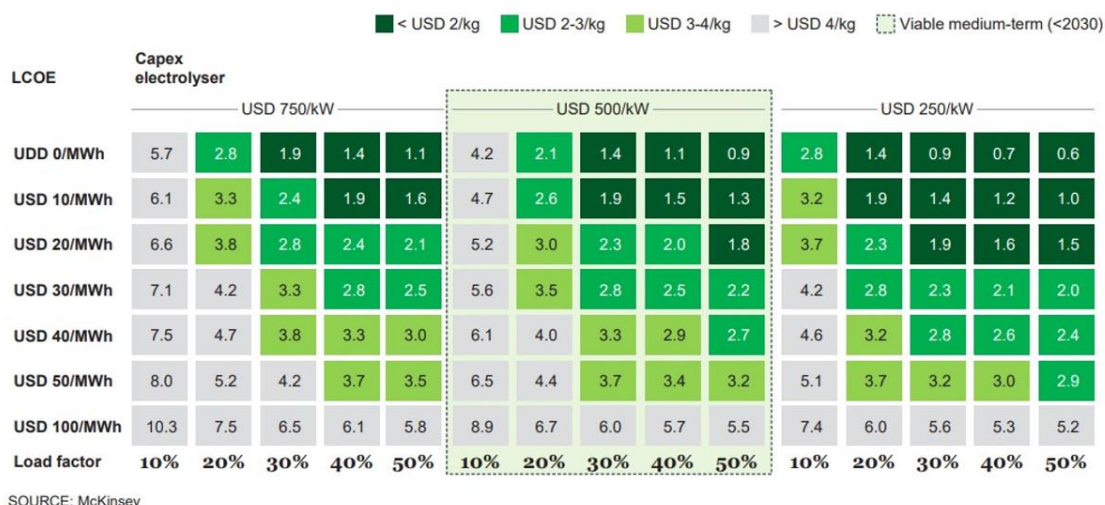
	Positivo	Negativo
	con experiencia en tecnologías de hidrógeno y celdas de combustible puede abrir oportunidades para la colaboración y la transferencia de conocimientos con actores internacionales líderes en la industria. 8. Desarrollo de Tecnología Avanzada: Existe la oportunidad de colaborar con otros países líderes en tecnología de almacenamiento de hidrógeno para impulsar el desarrollo y la investigación de tecnologías PEM de última generación. Esto podría conducir a mejoras significativas en la eficiencia y reducción de costos. 9. Escalabilidad Industrial: La tecnología PEM ofrece la posibilidad de ser escalada a niveles industriales y comerciales. Si se logra superar los desafíos tecnológicos, se podrían crear oportunidades para el desarrollo de un sector de almacenamiento de hidrógeno a gran escala, lo que contribuiría a la descarbonización de la industria chilena y la generación de empleo.	el desarrollo de proyectos a gran escala y se diluirá la ventaja estratégica del país, basada en el acceso a importantes fuentes de recursos energéticos renovables. 4. Riesgos de Seguridad y Percepción Pública: Incidentes de seguridad relacionados con tecnologías de almacenamiento de hidrógeno PEM podrían afectar la percepción pública y generar resistencia o dudas sobre la seguridad de esta tecnología. Esto podría generar obstáculos en la obtención de permisos y licencias para proyectos, así como en la aceptación general del uso de hidrógeno.

Es importante tener en cuenta que este análisis de riesgo se centra específicamente en el alcance propuesto del sistema de almacenamiento de hidrógeno con tecnología PEM en Chile. Para un análisis más completo, es necesario realizar una evaluación detallada de cada componente, considerar datos específicos del mercado y de la industria en Chile, y evaluar el entorno regulatorio y político del país. Con esta información, los interesados pueden tomar decisiones informadas y desarrollar estrategias para abordar los riesgos identificados y capitalizar las oportunidades en el mercado de almacenamiento de hidrógeno en Chile.

Al evaluar tecnologías de producción de hidrógeno mediante electrólisis, es relevante entender los parámetros que inciden en el LCOH (Levelized Cost of Hydrogen). En la Figura 51 se expone cómo los parámetros CAPEX (en US\$/kW de capacidad del electrolizador), Costo de la Energía eléctrica (en US\$/MWh) y factor de planta (% del tiempo anual en operación) finalmente inciden en el LCOH a obtener (en US\$/Kg de H₂). Al tratarse la electrólisis de un proceso altamente intensivo en consumo de electricidad, (en promedio, 50 kWh/Kg de H₂, según lo expuesto previamente en el informe), el costo de la energía es significativamente relevante. Aquí se aprecia un factor de riesgo determinante para la industria del H₂ en general en Chile, si no logramos obtener LCOEs adecuados en el mercado eléctrico nacional, será difícil obtener LCOHs que otorguen competitividad a las aplicaciones en base a H₂.

Cost of renewable hydrogen with varying LCOE and load factors

USD/kg H₂



SOURCE: McKinsey

Figura 51: Escenarios de costo de hidrógeno renovable generado por electrólisis. Fuente: Estudio McKinsey – 2021

En Fraunhofer Chile se ha desarrollado una herramienta denominada Explorador de Hidrogeno Verde, disponible en <https://www.exploradorhidrogenoverde.cl/>.

Mediante esta herramienta, es posible obtener valor de LCOH en US\$/Kg de H₂ en diversas ubicaciones en la zona norte del país, en base a un mix energético Solar fotovoltaico + CSP. Esta herramienta permite a desarrolladores de proyecto tener una primera visión de una fuente de riesgo básica en sistemas en base a H₂, al tener una orientación de las zonas con mayor potencial para obtener un mix energético que optimice la producción de H₂.

Se presentan en la Figura 52 y en la Figura 53 algunos ejemplos de resultados obtenidos en la herramienta indicada:

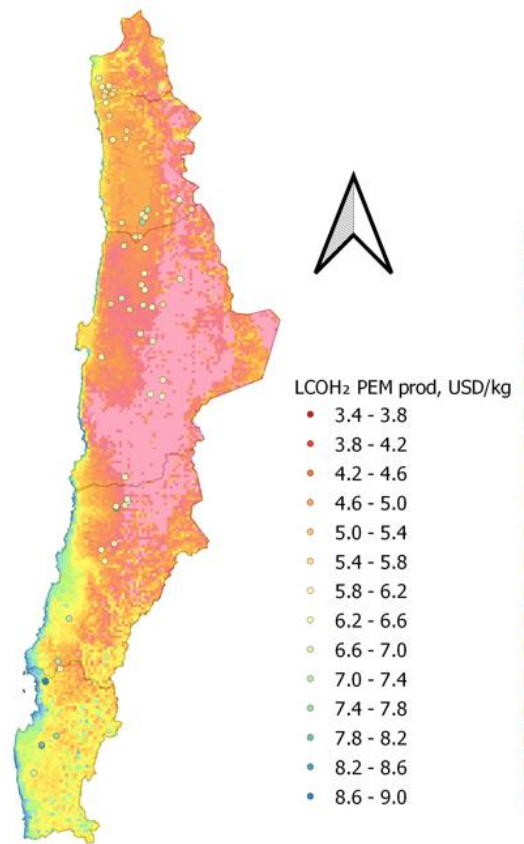


Figura 52: LCOH en base a Electrólisis Alcalina en diversos puntos del Norte de Chile⁴⁴
Fraunhofer CSET / Explorador H2 Solar
<https://www.exploradorhidrogenoverde.cl/>

⁴⁴ Fraunhofer Chile Research, Explorador H2 Solar, 2022-23; www.exploradorhidrogenoverde.cl

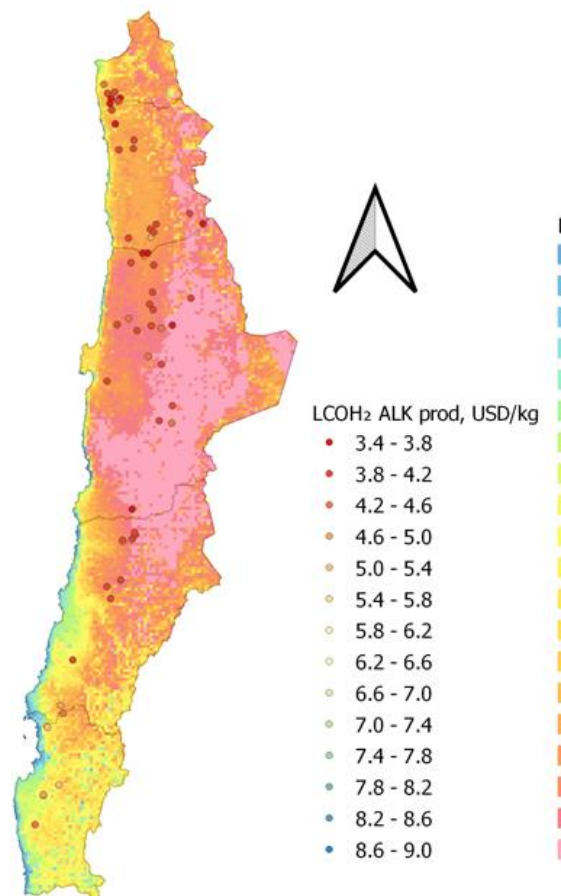


Figura 53: LCOH en base a Electrólisis PEM en diversos puntos del Norte de Chile
Fraunhofer CSET / Explorador H2 Solar
<https://www.exploradorhidrogenoverde.cl/>

Producción de Platino a nivel mundial

Se incluye a continuación un análisis del estado del arte en la producción de platino a nivel mundial, dado que este metal es un componente crítico tanto en el proceso de electrólisis PEM (membrana de intercambio de protones), como en las celdas de combustible, siendo utilizado como catalizador en ambos dispositivos. Para el caso de las aplicaciones en base a hidrógeno en Chile, es importante analizar esta condición en la electrólisis PEM, pues esta tecnología es la que mejor se adapta a fuentes energéticas renovables variables, como las energías solar y eólica, que son precisamente las fuentes con las cuales Chile cuenta en gran abundancia⁴⁵.

El platino es un excelente catalizador tanto para reacciones de ánodo como de cátodo debido a sus propiedades únicas. Permite una conversión más eficiente y rápida de hidrógeno y oxígeno

⁴⁵<https://www.4echile.cl/publicaciones/energias-renovables-en-chile-el-potencial-eolico-solar-e-hidroelectrico-de-arica-a-chiloe/>

en la celda de combustible para producir electricidad. Sin embargo, como se ha adelantado, el platino presenta algunos inconvenientes:

- Costo: el platino es un metal costoso, lo que afecta significativamente el costo total de la tecnología de celdas de combustible.
- Disponibilidad limitada: las reservas de platino son limitadas y la creciente demanda de celdas de combustible podría generar desafíos en la cadena de suministro.

Para abordar estos problemas, se encuentran en proceso diversos proyectos de investigación, trabajando activamente en la búsqueda de catalizadores alternativos hechos de materiales más abundantes y rentables, como catalizadores a base de níquel, hierro y cobalto, que pueden ofrecer un rendimiento comparable al platino, pero a un costo menor. Estos esfuerzos tienen como objetivo hacer que la tecnología de celdas de combustible sea económicamente más viable y accesible para su adopción generalizada en diversas aplicaciones, como el transporte y la generación de energía estacionaria, pero se encuentran aún en etapas muy tempranas de desarrollo.

Sudáfrica es el mayor productor de platino, representando más del 70% de la producción mundial. Rusia fue el segundo mayor productor, existiendo también producción en Zimbabue, Canadá y Estados Unidos. El platino es un metal precioso valioso y raro, y su producción está asociada principalmente con operaciones mineras centradas en los metales del grupo del platino (PGM), que también incluyen paladio, rodio, rutenio, iridio y osmio. Estos metales generalmente se encuentran juntos en los mismos depósitos de mineral⁴⁶.

Es importante tener en cuenta que los niveles de producción y las clasificaciones pueden cambiar con el tiempo debido a varios factores, como cambios en las operaciones mineras, la demanda del mercado y situaciones geopolíticas. El principal productor mundial de platino hoy es la empresa Anglo American⁴⁷, precisamente gracias a sus operaciones en Sudáfrica.

⁴⁶ World Platinum Investment Council, Platinum Quarterly Presentation, Q1 2023.

⁴⁷ World Platinum Investment Council, Platinum Quarterly Presentation, Q1 2023.

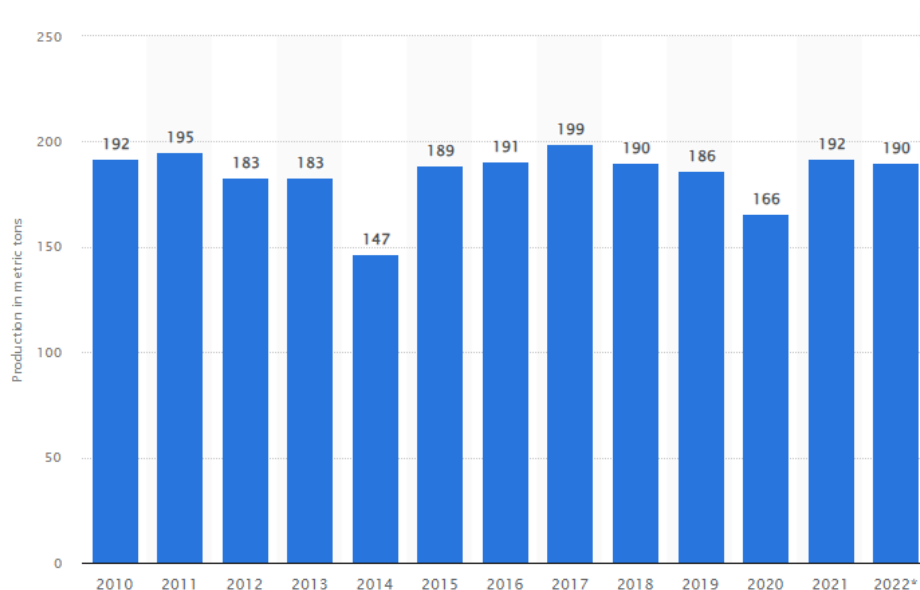


Figura 54: Producción mundial de Platino entre 2010 y 2022, en toneladas métricas anuales (Fuente: statista.com)

Se aprecia en la Figura 54 que la producción de platino a nivel mundial se ha mantenido relativamente estable en los últimos años, en torno a las 180-190 toneladas métricas por año. La demanda global por platino en 2022 fue de 6.8 millones de onzas, equivalentes a 193.000 kilogramos aproximadamente. En cuanto a precio, a marzo de 2023 el platino se transaba a US\$ 998 por onza troy. Como referencia es posible comparar con el oro, que se transaba aproximadamente a 1862 US\$ por onza troy. En 2022, de las 190 toneladas métricas de producción mundial de platino, 155 fueron producidas en África.

Para el año 2023, se proyecta una producción anual de 7,79 millones de onzas de platino a nivel mundial. Para 2028, se espera que el mercado mundial de producción de platino aumente a 9,71 millones de onzas, representando este aumento un CAGR (tasa compuesta de crecimiento anual) de 4.5%⁴⁸.

5.5 Soluciones de Aire Comprimido

5.5.1 Tendencias

Es complejo evaluar tendencias de precios en esta tecnología, pues gran parte del costo de desarrollo está asociado a la disponibilidad de cavernas naturales con las condiciones geológicas apropiadas, o bien la posibilidad de usar infraestructuras asociadas a otros usos, que por condiciones específicas estén disponibles para el almacenamiento de aire, (minas abandonadas; túneles o piques de servicio en carreteras subterráneas u obras similares; etc.).

⁴⁸ PLATINUM MARKET SIZE & SHARE ANALYSIS - GROWTH TRENDS & FORECASTS (2023 - 2028), <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/platinum-market>, Mordor Intelligence.

Si estas infraestructuras existen, ya sea naturales o artificiales, los costos pueden resultar atractivos, pero si estas infraestructuras deben ser construidas especialmente para el proyecto, el costo resulta muy elevado.

Riesgos de Suministro o Dilación de Entrega

Salvo los riesgos asociados a la disponibilidad de cavernas naturales o artificiales, el resto de los componentes técnicos de estos sistemas no presentan en general dependencia de componentes críticos específicos, al tratarse de tecnologías relativamente convencionales.

Demanda y Oferta – Capacidad de Producción

La existencia de escasos proyectos a escala industrial dificulta el análisis de proyecciones de demanda y oferta. Existen proyectos de investigación en curso, por ejemplo, en Suiza, países con gran cantidad de infraestructura subterránea (túneles, etc.), que pueden aprovechar éstas, (por ejemplo, uso de túneles auxiliares, pozos de servicio, etc.). Según la investigación realizada en (Ríos, 2016) existen sitios que cuentan con un potencial geológico para la formación de cavernas necesarias para los sistemas CAES en Chile. En particular, destacan los salares en el norte de Chile.

Estrategias de Inversionistas, Fabricantes, Gobiernos

En términos de proyecciones de inversión, según Research and Markets se espera una tasa de crecimiento anual compuesto (en inglés CAGR) del mercado global de sistemas de almacenamiento de aire comprimido de 24,5%, desde el actual nivel de US\$ 3.900 millones, a US\$ 22.500 millones, (Figura 55). Estados Unidos, China, Japón, Alemania y Canadá se espera que sean los países en los cuales se concretará la mayor parte de este crecimiento en esta tecnología de almacenamiento. La evolución de este mercado se presenta en la Figura 55.

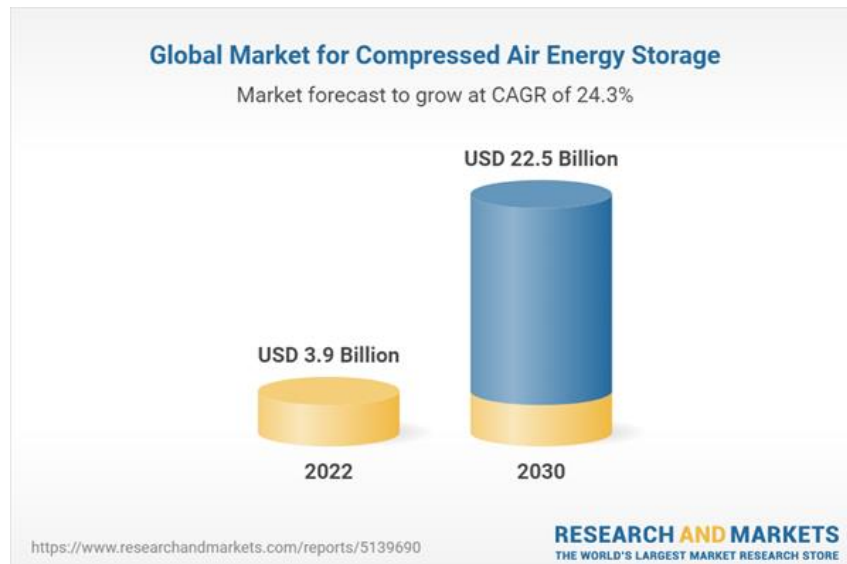


Figura 55: Evolución esperada Mercado Global de Sistemas de Almacenamiento en base a Aire Comprimido (Fuente: Research and Markets)

5.5.1.1 Análisis de riesgo

La disponibilidad de sitios con las necesarias condiciones geológicas para cavernas naturales debe ser estudiada en el caso chileno. Es importante considerar por ejemplo la condición sísmica de nuestro país, puede implicar riesgos no evaluados en instalaciones analizadas a nivel internacional, debe ser estudiado si se desea impulsar esta tecnología.

Por otro lado, es destacable considerar que la tecnología al estar basada en sistemas mecánicos relativamente convencionales, (compresores, turbinas, tuberías, estanques, válvulas, etc.), puede presentar cierto potencial interesante de producción local. Asimismo, para el desarrollo y habilitación de cavernas u otras estructuras de almacenamiento, la importante experiencia existente en el país en obras civiles para minería subterránea, construcción de túneles, entre otros, podría implicar que se cuenta con gran parte de las capacidades eventualmente requeridas.

5.6 Comparación entre tecnologías

En la Tabla 33 a continuación se presenta una comparativa entre las distintas tecnologías y los principales factores analizados en este estudio.

Tabla 33: Comparación de factores entre tecnologías de sistemas de almacenamiento

Tecnología	Baterías LNMC	Baterías LFP	Baterías NAS	Hidrogeno	CSP	Baterías de Carnot
Costos	De acuerdo con S&P Global Commodity Insights y su informe de marzo 2023, las baterías de ion Litio tuvieron un costo de 220 USD/kWh y se prevé que mantengan precios similares al menos hasta 2024.	El gasto de capital inicial de las células LFP es entre un 20 y un 30 % más barato por kWh, pero los costos de integración del sistema tienden a ser sólo entre un 5 y un 15 % más baratos al comienzo del ciclo de vida general del sistema.	Los costos de las baterías de NaS van entre 300 USD/kWh y 500 USD/kWh	El coste de la ruta P-to-P depende en gran medida de la ubicación, la escala, la distancia entre la producción y la repotenciación, y se basa por lo tanto en proyectos específicos, caso a caso. Como referencia, el proyecto P2P Daesan (Korea, citado en informe), para una capacidad de 50 MWe tuvo un CAPEX de USD 212 millones (4.240 US\$/kWe), sin considerar electrólisis. La electrólisis añadiría US\$ 1.000 por kWe.	Se estima un CAPEX \$3.250 a \$5.078 USD/kWe en 2030. No posee un costo adicional de carga de energía térmica del sistema como las Baterías de Carnot.	CAPEX \$2.835 USD/kWe sin integración. Si se considera reconversión de centrales térmicas disminuye a 1.482 USD/kWe (NREL, SAM 2022).
Estado del Arte / 'TRL'	TRL 9 o más, altamente disponible a nivel comercial		TRL 9 o superior. Casi exclusivamente producida por una empresa (NGK).	La ruta P-to-P ofrece una alternativa con una mayor madurez en comparación con otras alternativas de almacenamiento de hidrógeno. Se estima un TRL entre 7-8 para soluciones de mayor escala.	TRL 9, disponible a nivel comercial	TRL 9 (el sistema de almacenamiento), pero la reconversión de una planta termoeléctrica no se ha implementado aún.
Alcance en Hrs/periodo de almacenamiento	Hasta 10 horas de almacenamiento continuo dependiendo del tamaño de la batería con un ciclo de vida de 2000-7000 ciclos.		La duración de almacenamiento puede superar las 6 horas, dado que su profundidad de descarga puede alcanzar el	La duración del almacenamiento dependerá de cuánto hidrógeno se retire de esa tubería en un período determinado, teóricamente por semanas es factible. Podría ser	Tecnología de almacenamiento de larga duración (LDES). Almacenamiento	Tecnología de almacenamiento de larga duración (LDES).

Tecnología	Baterías LNMC	Baterías LFP	Baterías NAS	Hidrogeno	CSP	Baterías de Carnot
			100% sin dañarse. Alcanza los 4500 ciclos de vida. (2021 IHS Markit)	considerado almacenamiento estacional.	en escala de horas (Producción 24/7)	Almacenamiento en escala de horas (Producción 24/7)
Estado de desarrollo/avance a nivel internacional	Gran cantidad de aplicaciones comerciales, desde escala domiciliaria hasta utility o grid scale.	Casi la mitad de todos los proyectos se han llevado a cabo en suelo japonés. Sin embargo, los recientes avances en la modularidad hacen que esta tecnología sea atractiva para proyectos de almacenamiento de energía a gran escala y, en consecuencia, se están construyendo grandes instalaciones, como en Italia o Abu Dhabi.	Proyectos puntuales, de carácter piloto o demostrativo, o para aplicaciones nicho, (sistemas de respaldo para antenas de telecomunicaciones). Solo un proyecto a escala industrial (Planta Daesan – Corea del Sur – 50 MW).	48 plantas CSP a nivel mundial que usan tecnología de sales fundidas. (NREL, SolarPACES)	No se ha implementado ningún proyecto en la actualidad.	
Principales Factores de Riesgo / Desafíos	Demanda creciente de algunos de los materiales esenciales para la fabricación de las baterías de Li-ion que pueden ser extraídos en un número limitado de países en el mundo. Al litio de las baterías LFP se le suma en el caso de las baterías LNMC, la necesidad de cobalto para fabricar el cátodo y de níquel, ejercen presión sobre las fuentes limitadas de estos materiales.	A diferencia de las baterías de ion-Litio, las de sulfuro de sodio no se encuentran bien establecidas en el mercado. Actualmente, NGK es el único productor reconocido de baterías de NaS en volúmenes comerciales.	• Riesgo de Suministro de Electrolizadores PEM • Riesgo de Escasez de Materiales Clave (ej. platino) • Necesidad de Desarrollo de Capacidades Locales • Escasez de Recursos Financieros • Falta de Coordinación y Colaboración	Cadena de suministro: Aumento del precio del cobre y sales solares por aumento de la demanda. Riesgos tecnológicos: Requiere control para evitar congelación de las sales.	Cadena de suministro: Aumento del precio del cobre y sales solares por aumento de la demanda. Riesgos tecnológicos: Dependencia del precio de electricidad, requiere control para evitar congelación de las sales.	
Recomendaciones Generales	La tecnología de iones de litio es interesante por su flexibilidad y densidad energética: puede usarse	A pesar de la fuerte competencia de las baterías convencionales,	La ruta P-to-P a través de electrolisis, tuberías y Pila de combustible se encuentra con el nivel de mayor	Se recomienda como tecnología de	Se recomienda como tecnología de	

Tecnología	Baterías LNMC	Baterías LFP	Baterías NAS	Hidrogeno	CSP	Baterías de Carnot
	para aplicaciones móviles y estacionarias y podría beneficiarse de economías de escala y sinergias en I+D. Debido a la fuerte dependencia de níquel y cobalto y su extracción casi exclusiva de Rusia y El Congo, las baterías LNMC, a pesar de su mayor autonomía debido a su mayor densidad energética, están en desventaja frente a las baterías LFP.		las baterías de sulfuro de sodio tienen un gran potencial para proyectos residenciales y comerciales, además de aplicaciones industriales. Respecto a la profundidad de descarga, la batería de sulfuro de sodio se puede descargar completamente sin degradarse.	madurez para lograr almacenar grandes cantidades de H2. Sin embargo, una reducción de costos y mayor escalamiento de electrolizadores y pilas de combustibles será necesario.	almacenamiento intradía. Brinda estabilidad a la red (grid-forming)	almacenamiento intradía. Brinda estabilidad a la red (grid-forming)

6 Mitigación de riesgos

En este capítulo se analizan los distintos mecanismos, instrumentos y otras medidas para mitigar los riesgos de suministro, alza de precios futuros o dilaciones, en las instalaciones de sistemas de almacenamiento que requerirá el SEN. El análisis se realiza a partir de distintas fuentes de información internacional tales como (NREL, 2023), (DOE, 2022), (IRENA, 2023) y (AIE, 2022). Es importante mencionar que la revisión de estas experiencias internacionales está basada en países que son fabricantes de sistemas de almacenamientos, por lo que una parte importante de las políticas analizadas por estos países están basadas en asegurar el suministro de materias primas necesarias para la fabricación de, por ejemplo, sistemas de baterías. A continuación, se analizan las medidas analizadas en las referencias previas mencionadas. En la sección Resumen se proponen los mecanismos que se podrían utilizar en Chile basándose en esta revisión de experiencias internacionales.

6.1 Experiencia de Estados Unidos

En Estados Unidos, el centro de investigación NREL ha desarrollado estudios para analizar la cadena de suministro de baterías para aplicaciones en sistemas de potencia y transporte. De acuerdo con estudios de NREL (Garvin, 2022) la economía circular será clave para mitigar los problemas ante la falta de suministro en baterías. En este contexto, NREL ha desarrollado un modelo para la evaluación de recursos de baterías de iones de litio (Lithium-Ion Battery Resource Assessment o LIBRA)⁴⁹⁵⁰ Este modelo proporciona información crítica sobre la fabricación, reutilización y reciclaje de baterías de iones de litio (Li-ion) en toda la cadena de suministro global en condiciones dinámicas. El modelo LIBRA ayuda a los investigadores a determinar cómo construir una cadena de suministro robusta y resistente, hacer crecer la fabricación nacional y cumplir con los objetivos de descarbonización.

Asimismo, LIBRA explora los avances tecnológicos y las señales del mercado que podrían afectar las cadenas de suministro globales de materias primas, baterías primarias y recicladas y vehículos eléctricos. LIBRA ha demostrado que la creciente demanda de baterías de iones de litio presenta oportunidades para la fabricación nacional, el reciclaje y las asociaciones globales, lo que conduce a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y un mayor uso de energía limpia. Los conocimientos clave adicionales incluyen:

- Inversiones y avances en investigación necesarios para hacer crecer la industria del reciclaje de baterías de iones de litio.
- Importancia de la química y la clasificación de las baterías en la cadena de suministro de reciclaje.

⁴⁹ <https://www.nrel.gov/transportation/libra.html>

⁵⁰ <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81875.pdf>

- Potencial específico regional de reciclaje para compensar las importaciones de minerales.
- Beneficios económicos y laborales por la fabricación y reciclaje de baterías.

Los investigadores de NREL han utilizado LIBRA para apoyar a la industria, la academia y las agencias gubernamentales a fin de brindar información para fortalecer la cadena de suministro de reciclaje de baterías de EE. UU. El flujo de información de este modelo se presenta en la Figura 56.

La investigación de NREL ha informado numerosos proyectos y políticas para la infraestructura de reciclaje de baterías del futuro, incluido el Plan Nacional para Baterías de Litio del Departamento de Energía (DOE) de EE. UU.⁵¹.

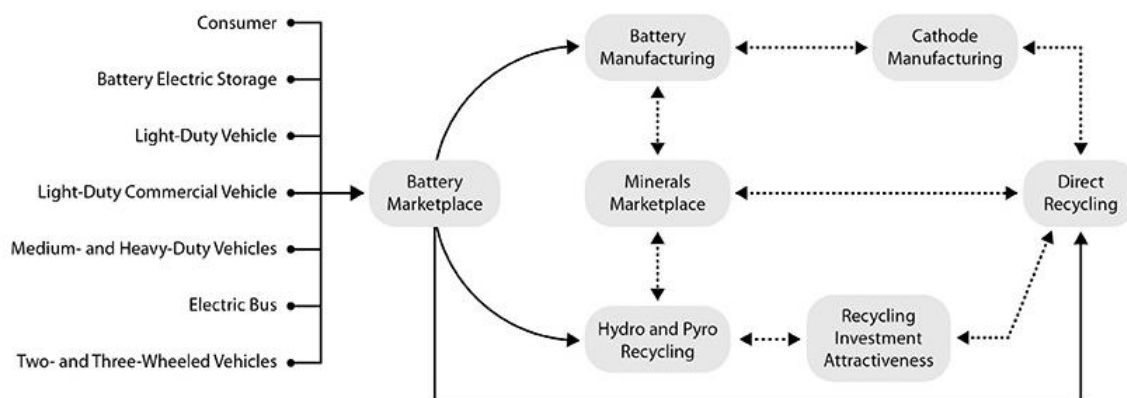


Figura 56: Flujo de información para modelo LIBRA el cual considera una multitud de factores para determinar cómo la demanda del mercado (izquierda) puede afectar el mercado de baterías y la disponibilidad de recursos. Fuente: NREL

Esto último forma parte de una estrategia más amplia donde se busca investigar y diseñar políticas para los riesgos de las cadenas de suministro de industrias básicas de Estados Unidos. En 2021 se firmó en Estados Unidos la Orden Ejecutiva “America’s Supply Chains” (EO 14017) para evaluar la resiliencia y seguridad de las cadenas críticas de suministro para industrias bases de la economía norteamericana, donde una de ellas corresponde a la industria energética. Respecto a las baterías de litio, se reconoce que los riesgos significativos para la cadena de suministro de las materias primas (cobalto, grafito, litio, manganeso, níquel) se encuentran en una falta de mercado interno y proveedores nacionales, y una dependencia significativa de bienes importados⁵².

Dentro de las estrategias políticas transversales para abordar estos riesgos, se encuentran las siguientes medidas:

1. Aumentar la disponibilidad de materia prima nacional.
2. Ampliar las capacidades de fabricación nacional.

⁵¹ <https://www.energy.gov/eere/vehicles/articles/national-blueprint-lithium-batteries>

⁵² <https://www.energy.gov/policy/securing-americas-clean-energy-supply-chain>

3. Medidas para invertir y apoyar la formación de cadenas de suministro extranjeras diversas y confiables.
4. Las medidas para aumentar la adopción y el despliegue de energía limpia.
5. Gestión de residuos al final de la vida útil.
6. Aumentar el conocimiento y toma de decisiones de la cadena de suministro.
7. Políticas estratégicas de integración de sistemas de almacenamiento en la red.

Las medidas para aumentar la disponibilidad de materias primas a nivel nacional se describen a continuación:

- Apoyar la innovación para actividades de extracción, procesamiento y refinación de minerales y materiales críticos ambientalmente sostenibles y de próxima generación.
- Revisar y actualizar las leyes y reglamentos mineros federales para proporcionar permisos más eficientes mientras se fortalecen los procesos de consulta indígena y participación comunitaria.
- Promover la mejora y el cumplimiento de los estándares ambientales, de derechos humanos y laborales globales para la extracción de minerales, el procesamiento de minerales y la fabricación de productos, y avanzar en el desarrollo y la utilización de soluciones de trazabilidad para permitir una mayor visibilidad de la cadena de suministro y el cumplimiento de los estándares.
- Coordinar y expandir los programas existentes, el análisis de mercado y las actividades de comercialización de tecnología para materiales de energías limpias, incluidas fuentes secundarias/recicladas y no convencionales, que son vitales para la fabricación de energía limpia, en múltiples laboratorios nacionales, instituciones académicas y en asociación con la industria.
- Consultar con las partes interesadas para crear un proceso bajo el cual el DOE pueda recomendar o establecer específicamente materiales críticos que son vitales para las áreas de misión del DOE.
- Explorar el establecimiento de mecanismos de coordinación multilateral sobre el almacenamiento voluntario de materiales críticos relacionados con la transición energética, incluso a través de la Agencia Internacional de Energía.

Las medidas para ampliar las capacidades de fabricación nacional son las siguientes:

- Crear conciencia, coordinar y expandir los programas de fabricación necesarios para apoyar la transición de energía limpia.
- Trazar un camino a seguir sobre cómo las comunidades, la industria y el gobierno prevén y deberían buscar grandes instalaciones industriales de próxima generación (por ejemplo, fábricas de acero, sitios de procesamiento y fabricación, etc.) necesarias para una base de fabricación nacional ampliada.
- Aprovechar la inversión extranjera directa en la fabricación de tecnología de energía limpia con sede en los EE. UU. mediante el uso de herramientas específicas de la agencia federal de promoción de inversiones de EE.UU. (SelectUSA).
- Coordinar con los fabricantes y los gobiernos estatales, locales y tribales para apoyar el establecimiento de grupos industriales regionales de energía limpia, incluida la prestación de asistencia técnica.

- Mejorar la coordinación de la política comercial en todo el gobierno de los EE.UU. para apoyar condiciones justas para las industrias de energía limpia de los EE.UU. y sus trabajadores.
- Convocar a múltiples agencias y partes interesadas de la fuerza laboral para avanzar en el desarrollo de la fuerza laboral energética.
- Incorporar normas laborales sólidas y apoyo a la mano de obra organizada en la financiación federal para la base industrial del sector energético.

Las medidas para invertir y apoyar la formación de cadenas de suministro extranjeras diversas y confiables para cumplir con las ambiciones climáticas globales:

- Aumentar el apoyo financiero del gobierno federal a las empresas nacionales que inviertan o exporten a países extranjeros para asegurar los insumos de la cadena de suministro que llenen las brechas nacionales y respalden el crecimiento de otros segmentos nacionales de la cadena de suministro.
- Establecer y financiar una iniciativa para expandir la capacidad de fabricación de tecnologías limpias para lograr un aumento en la fabricación de equipos clave asociados con el cumplimiento de los compromisos de cero emisiones netas.
- Promover la adopción e implementación de estándares de trazabilidad para mejorar las capacidades de mapeo de la cadena de suministro global, inculcar la integridad de la custodia del producto, promover la responsabilidad social y apoyar la huella de carbono de las cadenas de suministro de energía.

Las medidas para aumentar la adopción y el despliegue de energías limpias:

- Aprovechar el poder adquisitivo federal para proporcionar una señal de demanda sostenida tanto para productos domésticos de energías limpias como para la capacidad de fabricarlos en el país.
- Desarrollar una lista de preferencia de materiales que se utilizarán para adquisiciones federales y como base para involucrar a la industria de los EE. UU. y los gobiernos extranjeros para asegurar la capacidad.
- Identificar y promover actividades para hacer crecer y sostener la señal de demanda de combustibles de transporte sostenibles y las industrias asociadas de la cadena de suministro.
- Asegurar que la implementación de la estrategia de exportación de competitividad de tecnologías limpias del gobierno aproveche la atracción de la demanda de tecnologías limpias de los mercados internacionales de una manera que apoye la fabricación nacional.
- Examinar y analizar los costos y beneficios de autorizar a las agencias federales a firmar contratos de servicios públicos y acuerdos de compra de energía que se extiendan más allá del máximo actual de 10 años para la adquisición de energía a partir de tecnologías de energía limpia.

Las medidas para mejorar la gestión de residuos al final de su vida útil

- Aprovechar el poder adquisitivo y la demanda del gobierno de EE. UU. para respaldar las cadenas de suministro de productos con contenido reciclado, el desarrollo del mercado y las prácticas de abastecimiento sostenible.

Aumentar el conocimiento y la toma de decisiones de la cadena de suministro:

- Crear y mantener una oficina de cadena de suministro de energía y fabricación, así como bases de datos y capacidades de modelado analítico.
- Apoyar estudios que evalúen y cuantifiquen los impactos económicos, ambientales, sociales y de derechos humanos de los diferentes aspectos de la cadena de suministro de energía para todas las tecnologías limpias.
- Apoyar análisis profundos y procesables que se basen en la estrategia a largo plazo de los Estados Unidos de una manera que informe la descarbonización de alta prioridad y las estrategias de liderazgo económico estadounidense.
- Involucrar al gobierno y al sector privado para desarrollar una estrategia de cadena de suministro de componentes digitales seguros para la Base Industrial del Sector Energético.
- Involucrar al gobierno y al sector privado para crear estándares, pautas y requisitos nacionales para la seguridad del software, el firmware, las plataformas y servicios virtuales y los datos relacionados con la energía.

Respecto a las políticas estratégicas para integrar sistemas de almacenamiento en la red:

- Involucrar al gobierno y al sector privado para implementar proyectos de almacenamiento de energía de larga duración (más de 10 horas) que utilicen un marco estructurado para cumplir con los objetivos de viabilidad de costos y las métricas de sustentabilidad de la cadena de suministro.
- Brindar asistencia técnica para diseñar y respaldar un modelo de financiamiento de "suscripción de almacenamiento de energía", organizado por empresas de servicios públicos o terceros para brindar una opción de financiamiento para el almacenamiento.
- Llevar a cabo un estudio para evaluar el impacto de las aplicaciones de red de segunda vida para las cuales las partes son propietarias de las baterías en un escenario de alto despliegue de EV.

6.2 Análisis geopolítico desarrollo IRENA

En el documento "Geopolitics of the Energy Transition: Critical Materials" (IRENA, 2023) se analizan los problemas asociados al abastecimiento de materias primas críticas para el desarrollo de tecnologías que contribuyen a la descarbonización del sector energía, entre ellas los sistemas de almacenamiento. Varias de las medidas propuesta en este documento también son abordadas en las políticas de Estados Unidos que se revisaron anteriormente. Se proponen dos grandes estrategias para asegurar un suministro confiable y equitativo de materiales críticos:

1. Asegurar el acceso a materiales críticos

2. Aumento de los beneficios internos para los países ricos en minerales

Las medidas para asegurar el acceso a materiales críticos se describen a continuación:

- Evaluaciones y estrategias nacionales de materiales críticos: establecer estrategias orientadas a asegurar el acceso a materias primas críticas para cada país. Por ejemplo, en 2020, la Unión Europea (UE) propuso la “Ley de materias primas críticas” que busca fortalecer las capacidades en todas las etapas de la cadena de valor estratégica de las materias primas, diversificar la oferta externa y aumentar la circularidad y sostenibilidad de las materias primas críticas. En esta ley, se establecen objetivos para que la extracción, procesamiento y reciclado de materias primas críticas estratégicas se realice dentro de la misma UE. También se establecen otras medidas como 1) un marco para seleccionar e implementar proyectos estratégicos, tanto dentro como fuera de la Unión Europea, que se beneficiarían de una autorización más rápida y financiación adicional, 2) creación de una junta Europea de Materias Primas Críticas para asesorar a la Comisión Europea y los países miembros, así como un marco para discutir asociaciones estratégicas con terceros países.
- Políticas para apoyar el reshoring, nearshoring y friendshoring: mediante estas estrategias se busca localizar la producción y fabricación de los componentes. El “Reshoring” implica traer de vuelta la producción y la fabricación que originalmente se habían trasladado a otros países, mediante incentivos fiscales para las empresas que repatrian sus operaciones, programas de formación para la fuerza laboral local y simplificación de los trámites burocráticos para establecer o reactivar operaciones en el país de origen. El “Nearshoring” significa trasladar las operaciones a ubicaciones geográficamente cercanas en lugar de ubicaciones muy remotas. Las políticas podrían incluir acuerdos comerciales favorables con países vecinos, infraestructura logística mejorada para facilitar el transporte y la distribución, y colaboración en investigación y desarrollo con regiones cercanas. El “Friendshoring” se refiere a establecer operaciones en países con los que se tienen relaciones políticas o diplomáticas cercanas. Las políticas podrían implicar acuerdos bilaterales que faciliten la inversión y el comercio, cooperación en áreas como la educación y la capacitación laboral, y el establecimiento de zonas económicas especiales.
- Políticas para reducir, reutilizar y reciclar mediante incentivos: Reducir la demanda de materiales críticos mejorando el diseño del producto, desarrollando nuevos materiales con menor criticidad e implementando modelos comerciales circulares que prioricen la durabilidad y la reutilización.
- Almacenamiento estratégico: Consiste en almacenar materias primas y liberarlas en momentos donde sea necesario. Es una herramienta de emergencia para que los gobiernos hagan frente a la posible escasez de combustibles y productos básicos clave. Por ejemplo, en China, el almacenamiento estratégico de metales cae bajo el mandato de la Oficina de la Reserva Estatal (SRB, por sus siglas en inglés), una agencia gubernamental creada en 1993. El funcionamiento de la SRB no se divulga públicamente, aunque se sabe que compra y almacena minerales en grandes cantidades cuando los precios son bajos y los libera en el mercado cuando los precios aumentan. Como tal, se ha convertido en una fuerza influyente en los mercados internacionales. Por ejemplo, en 2020, la SRB compró cobre refinado en

cantidades sustanciales, lo que ayudó a impulsar su precio en medio de la desaceleración económica inducida por el COVID-19.

- Acuerdos internacionales de comercio e inversión: mediante la inclusión de disposiciones que fomenten la cooperación y la mitigación de riesgos tales como capítulos de desarrollo sostenible, mecanismos de solución de controversias y promoción de inversiones sostenibles.
- Cooperación en materia de reglamentación: armonización de normas y regulaciones entre diferentes países para facilitar el comercio y reducir las barreras técnicas. Algunas estrategias de mitigación incluyen el reconocimiento mutuo de estándares y regulaciones para evitar duplicidad de regulaciones, armonización de normas para facilitar la compatibilidad de los productos y servicios en diferentes mercados y el intercambio de información para ayudar a las empresas a comprender y cumplir con los requisitos de diferentes mercados.
- Créditos a la exportación para inversiones mineras en el extranjero: instrumentos financieros que los gobiernos utilizan para apoyar las exportaciones de sus empresas. Algunas estrategias relacionadas con inversiones mineras en el extranjero podrían incluir la evaluación ambiental y social para establecer requisitos de sustentabilidad a las empresas, y la exigencia de requisitos ambientales para permitir el financiamiento.
- Compra conjunta o club de compradores: consiste en la unión de varios compradores para adquirir productos en cantidades más grandes, para acceder a beneficios en términos de costos y negociación. Algunas estrategias incluyen 1) Negociación de precios por volumen de compra, 2) establecer estándares de sostenibilidad que los proveedores deben cumplir para ser parte de la asociación, y 3) compartir información y experiencias entre los miembros para mejorar la toma de decisiones y la gestión de riesgos.

Respecto a las medidas para el aumento de los beneficios internos para los países ricos en minerales, se describen las siguientes medidas:

- Renegociaciones de impuestos y regalías: negociación de los términos de los impuestos y regalías que se aplican a la extracción y exportación de minerales. Esto puede incluir el aumento de las tasas regalías que las empresas deben pagar por la extracción de minerales para aumentar la recaudación, y el establecimiento de impuestos progresivos que aumenten a medida que los precios de los minerales suban, lo que permite a los países beneficiarse más de los momentos de auge en los precios.
- Creación de empresas estatales de recursos: Los países pueden crear empresas estatales para participar directamente en la extracción y comercialización de minerales. Esto les permite tener un mayor control y participación en los beneficios la participación estatal al crear empresas estatales. Los países pueden asegurarse de que una parte significativa de los beneficios se quede en el país y se utilice para el desarrollo local.

- Expropiación/nacionalización: En situaciones extremas, algunos países pueden optar por la expropiación o nacionalización de activos mineros para aumentar su control sobre los recursos naturales. En algunos casos, los países pueden expropiar activos bajo ciertas condiciones y términos que garanticen la compensación justa a las empresas afectadas.
- Restricciones e impuestos a la exportación: Los países pueden implementar restricciones y gravámenes a la exportación de minerales para aumentar los ingresos internos y fomentar el procesamiento local. Los impuestos a la exportación de minerales crudos permiten fomentar el procesamiento interno y la generación de empleo.
- Requisitos de procesamiento interno: Los países pueden imponer requisitos de procesamiento interno para fomentar la transformación de los minerales en productos más avanzados. En inversiones en infraestructura los países pueden exigir a las empresas invertir en instalaciones de procesamiento en el país, lo que crea empleo y agrega valor a los minerales.
- Evaluación de inversiones extranjeras: Los países pueden evaluar cuidadosamente las inversiones extranjeras en la industria minera para asegurarse de que los beneficios sean mutuamente equitativos. Con respecto a condiciones de inversión, los países pueden imponer condiciones a las inversiones extranjeras para garantizar transferencia de tecnología, capacitación local y participación en la economía local.
- Colaboración regional en cadenas de valor de minerales: Los países ricos en minerales pueden colaborar regionalmente para aumentar su poder de negociación y compartir beneficios, por ejemplo, creando alianzas regionales, en las cuales los países negocian mejores términos con empresas extranjeras y aprovechan su posición colectiva en la cadena de suministro global.

6.3 Análisis de Agencia Internacional de Energía (EIA)

En el documento “Securing Clean Energy Technology Supply Chains” (EIA, 2022) se examinan los diversos aspectos de la cadena de suministro de los sistemas de energía necesarios para una transición energética confiable y sostenible. Se describen distintas estrategias para asegurar las cadenas de suministro de las tecnologías de energía limpia. Entre ellas se presentan:

- Identificar y desarrollar fuentes de suministro nuevas y más diversificadas para minerales críticos, priorizando socios y proyectos con sólidas credenciales ambientales, sociales y de gobernanza (ESG).
- Buscar medidas coordinadas para reforzar la resiliencia de la cadena de suministro, incluidas las reservas de minerales críticos y la mejora de los estudios geológicos para las fuentes de minerales críticos.
- Usar políticas relacionadas con la industria para expandir y diversificar la capacidad de fabricación de tecnología de energía limpia.

- Apoyar el desarrollo de una industria de reciclaje robusta para reducir la demanda de materias primas, y en conjunto con la industria invertir en el diseño y la producción amigables con el reciclaje y la reutilización.
- Acelerar y agilizar los permisos y aprobaciones para energía limpia y minerales críticos manteniendo los estándares ambientales y de otro tipo.
- Utilizar la contratación pública para crear demanda de nuevas tecnologías y combustibles de energía limpia.
- Acelerar la creación de mercados utilizando metas, estándares, incentivos fiscales y reformas regulatorias.
- Liderar la innovación y comercialización de tecnologías y procesos de fabricación que dependan menos de minerales críticos o de una mezcla de materiales más diversificada.
- Aumentar y priorizar la inversión y el apoyo a la investigación, el desarrollo y la demostración (RD&D) y eliminar el riesgo de la inversión privada en tecnologías de energía limpia, combustibles y cadenas de suministro necesarios para lograr un balance cero netos de emisiones.
- Adoptar enfoques de tecnología digital avanzada para mejorar la eficiencia energética y de los materiales y reducir los costos.
- Mapear cadenas de suministro para tecnología de energía limpia a nivel nacional, regional y sectorial para identificar posibles vulnerabilidades, oportunidades y alianzas estratégicas.
- Mejorar la transparencia del mercado mediante el desarrollo y la adopción de estándares internacionales que promuevan un mayor rendimiento ESG para materiales, tecnologías y combustibles clave.
- Apoyar a las economías de mercados emergentes y en desarrollo en la construcción de cadenas de suministro seguras, sostenibles y resilientes.
- Mejorar el acceso a la financiación sostenible y adoptar herramientas financieras que se adapten a las diferentes etapas de las cadenas de suministro de tecnología de energía limpia.
- Invertir en el desarrollo de una fuerza laboral adecuadamente capacitada mejorando y capacitando a la fuerza laboral existente para roles emergentes de energía limpia y asegurando la movilidad de la fuerza laboral en la región.
- Identificar oportunidades para la reutilización estratégica o la redistribución de la infraestructura existente compatible con caminos netos cero.

6.4 Resumen

A partir de la revisión de las experiencias internacionales, a continuación se presentan una serie de políticas que se podrían implementar en Chile para asegurar o mitigar los riesgos de suministro de los sistemas de almacenamiento. La propuesta de acciones se realiza considerando 2 modelos de desarrollo de Chile. El primero supone que en el futuro Chile se puede convertir en un desarrollador de tecnologías de almacenamiento, como lo que se propone en la Estrategia Nacional del Litio (ver más abajo), mientras que el segundo supone que Chile sigue siendo un importador de tecnologías. Asimismo, en el futuro se podría dar una combinación de ambos tipos de desarrollo.

Desarrollador de tecnología:

- Desarrollo industria local: impulsar una industria en Chile para el desarrollo de sistemas de almacenamiento y evaluar el fortalecimiento de industrias existentes que participen dentro de la creación de sistemas de almacenamiento. En el caso de Chile, la Estrategia Nacional del Litio considera un conjunto de medidas para desarrollar una industria en torno a este mineral. Se proponen una serie de medidas entre las que se cuenta la creación de una Empresa Nacional del Litio, la modernización del marco institucional, la creación de un Instituto Tecnológico y de Investigación Público de Litio y Salares, entre otros⁵³. Además, se señala la colaboración público-privada como uno de los pilares de la estrategia en donde los privados podrán aportar su conocimiento y experiencia en la industria mediante su participación en todo el proceso productivo. Entre las principales barreras hoy en día para esta medida se encuentra en primer lugar la aplicación de esta estrategia, la cual considera adaptar un marco regulatorio y la posibilidad de una colaboración público-privada renegociando los contratos de extracción existentes. Junto con lo anterior, el conocimiento de la explotación y la industria de valor agregado, se deben desarrollar en forma local y en conjunto con empresas privadas. En el caso de otros países de la región como Bolivia y Argentina, quienes cuentan con gran parte de las reservas de litio del mundo, se han incorporado empresas extranjeras como China y Australia respectivamente para la producción de litio. Dentro de la Estrategia Nacional del Litio, se señala que en el país se cuenta con experiencia de más de 40 años en faenas de extracción de litio en salares, por lo cual existe una experiencia y conocimiento al respecto. Respecto al fortalecimiento de industrias existentes, es importante tener en cuenta que el contenido de una batería de litio contiene otros materiales necesarios para las reacciones químicas y para contener la batería. Entre estos materiales están el grafito, aluminio, cobalto, níquel, manganeso, etc. Algunos de estos materiales pueden ser procesados por industrias locales que ya cuenten con cierto nivel de conocimiento y tecnología sobre todo en la exploración y explotación. Además de lo anterior, se pueden definir incentivos para la demanda de baterías como por ejemplo un fomento a la penetración de vehículos eléctricos y baterías para el sistema eléctrico.
- Desarrollar estrategias nacionales de materiales críticos: Estas estrategias buscan asegurar el suministro de materias primas necesarias para el desarrollo de las tecnologías del almacenamiento. Por ejemplo, en el caso de la creación de baterías que utilicen materias primas como cobalto o níquel, esta estrategia busca asegurar el suministro desde países exportadores de estos materiales. El crecimiento de la demanda por baterías puede restringir la importación o aumentar los precios hacia países productores de baterías, por lo cual, es necesario asegurar el suministro de estos materiales para permitir abastecer la demanda.
- I+D en cadena de valor: producir investigación y desarrollo en toda la cadena de valor. El desarrollo de una industria requiere de innovación para las actividades de extracción, procesamiento y refinación de minerales. Ejemplos en este sentido son el Comité Estratégico de Litio y Salares, la Empresa Nacional del Litio, y el Instituto Tecnológico y

⁵³ <https://www.gob.cl/litioporchile/>

de Investigación Público de Litio y Salares que se han propuesto en la Estrategia Nacional del Litio.

- Buscar la colaboración regional en cadenas de valor de minerales: Esta estrategia significa colaborar con otros países de la región. Esta colaboración puede incluir acuerdos comerciales entre países de la región, cooperación en normativas y establecimiento de estándares que faciliten el comercio entre los países, y compartir información para ayudar a las empresas a comprender y cumplir con los requisitos de cada mercado o convenios de cooperación científicos. Un ejemplo de esto es el convenio de cooperación científico-tecnológica entre Argentina y Bolivia para la producción de celdas y baterías de ion litio. En abril de 2022 se firmó un convenio para la promoción, planificación, coordinación y ejecución de actividades de cooperación científico-tecnológica para la producción de celdas y baterías de ion litio con tecnología autónoma entre YPF Tecnología (Y-TEC) y la Empresa Pública Nacional Estratégica de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB)⁵⁴. Entre algunas de las temáticas del acuerdo se incluyen la producción de materiales catódicos (LiFePO_4 y $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$) a partir de sales de litio producidos localmente, el desarrollo de una planta de producción de celdas y baterías de ion litio de al menos 10 MWh/año de capacidad y el Desarrollo de investigaciones conjuntas en síntesis de materiales para baterías de ion litio, fabricación de celdas de ion litio y conformación de packs de baterías en vista de su comercialización bajo estándares de calidad internacionales. Una de las barreras de estos acuerdos es que requieren un alto grado de conocimiento y especialización de las industrias de los países, el cual, en el caso de Chile y sus países vecinos, se encuentra en países extranjeros como Australia y China. Otro punto importante es la diferencia de los marcos normativos entre los países de la región. Por ejemplo, si bien en el caso de Bolivia la explotación del litio se encuentra en manos del Estado, en Chile y Argentina existe explotación en manos de privados (aunque con diferencia entre cada uno), por lo cual se debe buscar una colaboración público-privada como incentivo además de la asociación con proveedores de alta tecnología para desarrollar el conocimiento necesario para el desarrollo de la industria.

Créditos para inversiones mineras en el extranjero: Implica facilitar el acceso al financiamiento para inversiones en el extranjero para la extracción de materiales críticos. Pueden incluir ciertos elementos de sostenibilidad según lo presentado anteriormente. Estos criterios de sostenibilidad podrían incluir la evaluación ambiental y social para establecer requisitos de sustentabilidad a las empresas, y la exigencia de requisitos ambientales para permitir el financiamiento o el uso de tecnologías de manufactura 4.0, que involucra un alto grado de automatización y conectividad entre los procesos para una operación sustentable.

- Acuerdos internacionales de comercio e inversión: Significa mantener acuerdos internacionales para fomentar la inversión y el comercio. A diferencia de la colaboración

⁵⁴ <https://www.argentina.gob.ar/noticias/convenio-de-cooperacion-cientifico-tecnologica-con-bolivia-para-la-produccion-de-celdas-y>

regional, esta medida busca fortalecer los acuerdos comerciales para las transacciones de los bienes producidos y la inversión en la industria.

- Desarrollar incentivos a la atracción de empresas: motivar la participación de empresas en distintas etapas de la cadena de suministro de sistemas de almacenamiento. Se busca el desarrollo de la cadena de valor mediante la incorporación de empresas privadas en etapas como la extracción. Se pueden usar instrumentos que prioricen a las empresas que agreguen valor a la materia prima bajo los criterios, objetivos y requisitos que se establezcan.
- Identificación de industrias claves: revisión de industrias que podrían participar en una eventual fabricación nacional. Para el caso de las baterías de litio, se requieren de múltiples componentes para los cuales se requiere desarrollar una industria para poder construirlos. La manufactura de las baterías involucra la materia prima y su procesamiento, la fabricación de electrodos, electrolitos, colectores, entre otros., la creación de celdas y posteriormente módulos o packs de baterías. El material sin procesar como el litio o grafito son extraídos a través de la minería y son procesados para alcanzar la pureza y composición específica necesaria. Estos materiales procesados son después utilizados para la manufactura de electrodos y el electrolito, los cuales son componentes fundamentales de las celdas.

Importador de tecnologías:

- Diversificar proveedores: Implica buscar nuevos proveedores de sistemas de almacenamiento para reducir la dependencia de uno o muy pocos proveedores.
- Compra conjunta ("club de compradores"): tener una alianza con otros países para generar un club de compradores de forma de aumentar el volumen de compra y acceder a mejores precios y prestaciones.
- Asegurar transporte internacional y estabilidad de precios transporte: mantener acuerdos o contratos para tener un transporte asegurado de sistemas de almacenamiento.
- Incentivos a la atracción de empresas extranjeras: Consiste en desarrollar incentivos para traer empresas internacionales para instalar plantas de sistemas de almacenamiento en Chile. Como ejemplo, en el memorándum de "Asociación Estratégica sobre Cadenas de Valor Sostenibles de Materias Primas" se firmó un acuerdo entre Chile y la Unión Europea para adquirir materiales críticos como el litio y el cobre provenientes de Chile y que se emplean en la composición de vehículos y baterías. A cambio el bloque de la Unión Europea establecería su industria, cadenas de valor y la creación de empleos en Chile. Esta medida requiere tener un marco normativo adaptado que permita los incentivos para las empresas y la adopción de medidas tales como reducciones o exenciones a impuestos; beneficios tributarios sobre inversiones, subsidios para proyectos de I+D; exención de tarifas de importación o exportación para materias primas, componentes, maquinarias; y acceso a financiamiento para la construcción o compra de equipamiento y acceso a créditos blandos.

- Monitoreo permanente de situación internacional: revisión del estado de la situación internacional como por ejemplo evolución del mercado, concentración, precios, avance tecnológico, etc.
- Políticas para reducir, reutilizar y reciclar (economía circular): fomentar una economía circular para aplicaciones de segunda vida y la gestión de residuos.
- Instrumento financiero: aplicación de instrumentos para el financiamiento de proyectos de sistemas de almacenamiento, tanto en territorio nacional como para empresas nacionales que inviertan o exporten a países extranjeros. Esta opción considera por ejemplo la participación de la banca en la otorgación de créditos para el desarrollo de proyectos. Asimismo, se podrían explorar mecanismos de seguros que acoten el riesgo de variabilidad de los costos de las tecnologías. Sin embargo, no fue posible encontrar alguna referencia a nivel internacional en esta materia.

7 Servicios de red

7.1 Descripción de servicios de red

A partir de la revisión de la literatura internacional (EASE, 2021), (Denholm, 2019), (Holtinen, 2013), (CEN, 2023), (Montero, 2021), (Knap, 2016), (Pattabiraman, 2018), (Amin, 2021), (Firoozi, 2020), (Hernández, 2016), (Namor, 2019), (Sørensen, 2023), (Walawalkar, 2007), (Milligan, 2018) y de la experiencia del equipo consultor, a continuación, se describen y analizan los distintos tipos de servicios de red que los sistemas de almacenamiento podrían prestar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Considerando la regulación del mercado eléctrico nacional, los distintos servicios de red fueron clasificados en las siguientes categorías:

- Servicios de energía o generación eléctrica
- Servicios de potencia de suficiencia
- Servicios complementarios
- Servicios transmisión
- Servicios distribución
- Servicios gestión energética de clientes

7.1.1 Servicios de energía o generación eléctrica

Arbitraje: Este servicio consiste en comprar electricidad cuando los precios son bajos y almacenarla, para luego venderla o utilizarla cuando los precios son altos, obteniendo una ganancia en la diferencia de precios. El arbitraje se puede efectuar realizando retiros de demanda desde la red eléctrica, para luego inyectar dicha energía a la misma red. Alternativamente, el arbitraje también puede ser beneficioso para la integración de energías renovables en la red eléctrica, ya que permite almacenar la energía generada en momentos de alta generación renovable, para luego entregar dicha energía en momentos de alta demanda, escasez de generación renovable o precios altos.

Arbitraje estacional: Se refiere a una estrategia de aprovechamiento de diferencias de precios o condiciones entre diferentes estaciones del año para maximizar el beneficio económico en el mercado energético. Esta estrategia está relacionada con el almacenamiento de energía y la gestión de la oferta y la demanda a lo largo del tiempo. Como objetivo principal busca almacenar energía durante períodos de baja demanda y/o precios bajos, como en estaciones del año con menor consumo eléctrico, y luego vender esa energía almacenada durante períodos de alta demanda y/o precios altos, como en estaciones con una mayor demanda energética. Para esto, es fundamental contar con sistemas de predicción y análisis que ayuden a identificar las tendencias y las fluctuaciones estacionales en los precios y la demanda de energía.

En Chile, este servicio lo han prestado las centrales hidroeléctricas con embalse de gran capacidad.

Minimización de vertimiento de centrales renovables variables: El vertimiento de energías renovables ocurre cuando la generación de energía renovable se reduce o se detiene intencionalmente, generalmente debido a la falta de demanda eléctrica o limitaciones en la

capacidad de la red eléctrica para absorber toda la energía generada, lo cual puede ser problemático porque representa una pérdida de energía limpia y renovable que no se utiliza y, en consecuencia, disminuye la eficiencia y la rentabilidad de las inversiones en tecnologías de energía renovable. La minimización de vertimiento se puede llevar a cabo mediante sistemas de almacenamiento capturando el excedente de energía y liberándola en los periodos donde se minimice el riesgo de vertimiento. Este servicio puede ser complementario al servicio de arbitraje, ya que el arbitraje se puede aplicar en sistemas sin vertimientos.

Reducción de la variabilidad del recurso renovable: Corresponde al uso del almacenamiento de energía para minimizar los desvíos de generación horaria comprometidos por las centrales de generación renovable variable. Actualmente el borrador de norma técnica de operación pretende establecer que los pronósticos de energías renovables cumplan un determinado estándar, es decir, que el error de pronóstico sea menor a determinada métrica. Por tanto, este servicio podría ayudar a los generadores renovables a cumplir con esta norma. Las desviaciones de pronóstico afectan los requerimientos de SSCC asociados al control de frecuencia. Por tanto, este servicio ayuda a reducir estos requerimientos sistémicos. Por otra parte, recientemente se han realizado estudios para analizar la factibilidad de pasar de un esquema de despacho centralizado basado en costos auditados a un mercado de oferta de energía. Bajo este esquema, las centrales se deben hacer cargo de las desviaciones de oferta de energía que realizan el día anterior. Los sistemas de almacenamiento permitirían reducir esta desviación de pronóstico, a través de la instalación de plantas híbridas o sistemas de almacenamiento centralizados estratégicamente ubicados en la red eléctrica. Asimismo, en un sistema basado en costos con despacho vinculante también este servicio podría ayudar a los generadores renovables a reducir su exposición al riesgo.

7.1.2 Servicios de potencia de suficiencia

Aporte a potencia de suficiencia⁵⁵: La instalación de sistemas de almacenamiento puede contribuir a mejorar los estándares de suficiencia (Ejemplo, LOLP, LOLE, etc.) con los que opera el sistema eléctrico. Los operadores de estos sistemas reciben una remuneración de acuerdo con la potencia de suficiencia que se les reconoce (ver propuesta de nuevo Reglamento de Potencia de Suficiencia⁵⁶).

Incremento de potencia suficiencia de centrales renovables, plantas híbridas⁵⁷: Los sistemas de almacenamiento en centrales híbridas pueden contribuir a mejorar la disponibilidad de las centrales renovables en las horas de demanda de punta del sistema o en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga⁵⁸, y aumentar el reconocimiento de potencia de suficiencia que se les realiza a las centrales renovables.

⁵⁵ En inglés Electricity Supply Capacity

⁵⁶ Recientemente se decidió no enviar a contraloría la propuesta del nuevo reglamento de potencia de suficiencia.

⁵⁷ En inglés Renewable capacity firming

⁵⁸ Concepto que se pretendía incorporar en el nuevo Reglamento de Potencia.

7.1.3 Servicios complementarios

Los servicios de control de frecuencia consisten en contar con una reserva de capacidad de generación o almacenamiento de energía que se pueda utilizar para mantener la frecuencia eléctrica dentro de ciertos límites establecidos en caso de desequilibrios entre la oferta y la demanda. Dependiendo de la escala de tiempo en la que actúan y la magnitud del evento que provoca el desequilibrio entre la demanda y la generación, existen distintos tipos de control que se describen a continuación.

A continuación, se describen los SSCC de control de frecuencia actualmente definidos en la regulación chilena.

Control rápido de frecuencia⁵⁹: El objetivo es proporcionar un aumento adicional del suministro de potencia o una reducción de la demanda luego de un evento de frecuencia. En Chile se ha establecido que este sea un servicio prestado ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema y para el cual lo prestadores de este servicio deben estar disponibles dentro de 1 segundo posterior al inicio del evento y deben mantenerse durante al menos 5 minutos. De acuerdo a los análisis del Coordinador Eléctrico, este servicio no ha sido necesario bajo las condiciones actuales de operación del SEN, pero en el futuro podría requerirse.

Control primario de frecuencia⁶⁰: El control de frecuencia primario tiene como objetivo estabilizar la frecuencia del sistema en un valor estacionario después de una perturbación o incidente en el tiempo de segundos, pero sin restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal. Según la normativa nacional, el tiempo de respuesta de este servicio es de 10 segundos y el tiempo mínimo de entrega es de 5 minutos. Los primeros sistemas BESS que se instalaron en Chile tenía como objetivo contribuir al control primario de frecuencia.

Recuperación de potencia post falla⁶¹: Ante una falla las unidades de generación se pueden desconectar, por ejemplo, ante una perturbación de voltaje debido a una falla en el sistema de transmisión. Este servicio busca que las centrales que salieron de servicio puedan recuperar su estado de operación rápidamente y poder mitigar el impacto de tales perturbaciones en la frecuencia del sistema. Si una gran cantidad de generadores no recuperan su producción de MW luego de una falla en la transmisión, puede ocurrir un desequilibrio de potencia significativo, dando lugar a un problema transitorio de frecuencia severo. Este servicio actualmente es parte del control primario de frecuencia en Chile.

Control secundario de frecuencia⁶²: Es un control automático centralizado que ajusta la producción de potencia activa de las unidades generadoras para restaurar la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a sus valores objetivo después de un desequilibrio. En otras

⁵⁹ En inglés Fast Frequency Response

⁶⁰ En inglés Frequency Containment Reserve

⁶¹ En inglés Fast Post Fault Active Power Recovery (FPFAPR)

⁶² Automatic Frequency Restoration Reserve

palabras, mientras que el control primario limita y detiene las excursiones de frecuencia, el control secundario devuelve la frecuencia a su valor objetivo. De acuerdo con la normativa nacional, el tiempo de activación de este servicio es de 5 minutos y su mínimo tiempo de entrega es de 15 minutos.

Seguimiento de carga⁶³: Se refiere a la capacidad de ajustar la generación de energía para seguir de cerca la variación en la demanda eléctrica en tiempo real y que no requieren una respuesta automática centralizada (Holttinen, 2013). Los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados para mejorar la capacidad de seguimiento de carga y garantizar un equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, y evitando el uso de otros generadores convencionales para este servicio. Por ejemplo, en Australia, este servicio asigna a ciertos generadores la responsabilidad de ajustar automáticamente y constantemente su producción para compensar las fluctuaciones de demanda y de viento, para regular la frecuencia del sistema. En Chile este servicio es parte del control terciario de frecuencia.

Control terciario⁶⁴: Son acciones de control para restablecer las reservas del control secundario de frecuencia o para incorporar reservas adicionales con el objetivo de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios respecto de los cuales las reservas por otras categorías de Control de Frecuencia sean insuficientes. El tiempo de inicio de activación de este servicio es 5 a 15 minutos y el tiempo máximo de respuesta de 1 hora.

Los siguientes servicios han sido identificados en la revisión de experiencias internacionales, pero actualmente no se aplican en Chile, no obstante, debido al aumento significativo de las energías renovables podrían ser necesarios en el futuro.

Respuesta inercial: Se refiere a la acción de un sistema de almacenamiento para proporcionar una respuesta ante una contingencia en la ventana de tiempo de la respuesta inercial tradicional (provista por generadores sincrónicos) con el fin de reducir la tasa de caída de la frecuencia (ROCOF). Esta caída de la frecuencia depende de la inercia del sistema, la cual tradicionalmente proviene de generadores sincrónicos. La acción de los sistemas de almacenamiento puede emular este comportamiento gracias a su respuesta rápida y su acción puede homologarse en un tipo de inercia conocido como inercia sintética o virtual. Si bien la participación de este servicio se encuentra dentro del rango de acción del control primario, este servicio se complementa con el control rápido de frecuencia dado que su principal objetivo es reducir la tasa de caída de la frecuencia en lugar de mitigar el desbalance entre generación y demanda como el caso del control de frecuencia. En Chile no existe este servicio, en su lugar, se implementan restricciones operacionales de exigencia de inercia y se parametriza la reserva de control primario de frecuencia según los niveles de inercia y demanda.

Control rápido de frecuencia para redes débiles⁶⁵: Las redes débiles son aquellas que presentan baja capacidad de respuesta ante cambios en la generación o la demanda. Los

⁶³ En inglés Load Following

⁶⁴ Manual Frequency Restoration Reserve

⁶⁵ En inglés Frequency Stability of Weak Grids

sistemas de almacenamiento pueden proporcionar una solución para mejorar la estabilidad de la frecuencia en este tipo de redes al actuar como una fuente rápida de energía en caso de desequilibrios. El objetivo es mantener la estabilidad de la frecuencia ayudando a evitar la desconexión de carga y la formación de islas eléctricas gracias la respuesta rápida de los sistemas de almacenamiento de energía. Este servicio no está definido en la regulación chilena.

Control de frecuencia primario proporcional⁶⁶: El objetivo es entregar potencia activa a la red como respuesta proporcional a un cambio en la frecuencia del sistema. Si bien el uso de servicios de regulación de frecuencia históricamente proporcionados por máquinas sincrónicas basados en sistemas turbina-generador de grandes dimensiones había sido suficiente para proporcionar una respuesta adecuada ante problemas de frecuencia, la introducción de energías renovables como solar y eólicas introdujo nuevos desafíos en relación a la estabilidad del sistema, por lo que fueron requeridas nuevas formas de control de frecuencia más rápidas. En 2016, la National Grid lanzó una nueva definición de un servicio de red “mejorado” el cual consiste en proveer un mantener la frecuencia a su valor nominal almacenando energía cuando la frecuencia esté por sobre su valor nominal y descargándola cuando esté por debajo. La diferencia importante de este servicio respecto a otros servicios de regulación de frecuencia es que se exige una velocidad de respuesta mayor para quienes lo provean, y además se introdujo el concepto de banda muerta y gradientes de potencia. Dentro de la banda muerta, los activos no tienen que entregar una respuesta proporcional, mientras que la respuesta tiene que ser proporcional al gradiente de potencia en las zonas fuera de la banda muerta. Esto significa que el sistema de almacenamiento no debe actuar cuando la excursión de frecuencia este dentro de la banda muerta, y cuando esté fuera de la banda muerta, debe tener una respuesta proporcional a lo exigido por el gradiente.

Restauración de reserva⁶⁷: Consiste en una reserva disponible para restaurar o complementar el nivel de reserva terciario para preparar al sistema ante desbalances adicionales. De acuerdo con NREL, este tipo de reserva tiene una ventana de tiempo que va desde varios minutos hasta varias horas (Denholm, 2019). Por ejemplo, en el sistema eléctrico francés esta reserva está compuesta por 500 MW que pueden activarse en menos de 30 minutos y hasta por 1.5 horas. Se podrá activar la reserva de reposición un máximo de 4 veces en un período de un día y sin exceder las 3 horas de duración acumulada por día. Los sistemas de almacenamiento pueden almacenar la energía durante ventanas de tiempo para restaurar los niveles de reserva en los momentos requeridos.

Rampa de generación: la capacidad de los sistemas de almacenamiento para captar variaciones de carga fuertes y rápidas, dando tiempo suficiente para que un generador dado aumente o disminuya su nivel de producción de acuerdo con las recomendaciones técnicas óptimas para cumplir con la variación de carga. En Europa se ha definido el servicio de margen de rampa ⁶⁸ como el margen garantizado que una unidad proporciona al operador del sistema en un punto en el tiempo para un horizonte y una duración específicos. Existen horizontes de una, tres y ocho horas con duraciones asociadas de dos, cinco y ocho horas respectivamente. El

⁶⁶ Enhanced Frequency Response

⁶⁷ En inglés Replacement Reserve

⁶⁸ En inglés Ramping Margin

margen de rampa está definido por las duraciones mínimas de rampa de subida y salida. Por lo tanto, el margen de rampa representa el aumento de la producción de MW que puede entregarse en el horizonte de tiempo del servicio y mantenerse durante la ventana de duración del producto

A continuación, se describen otros servicios complementarios distintos al control de frecuencia.

Control de tensión: Corresponde a acciones de control que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico en una banda predeterminada, dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local. Los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar potencia reactiva para mantener el voltaje dentro de los límites aceptables en la red eléctrica.

Control de tensión dinámico⁶⁹: Este tipo de control se ha planteado en Europa para exigir una respuesta más rápida y robusta de los equipos del sistema ante situaciones de falla. El objetivo es entregar una respuesta de corriente reactiva para caídas de tensión superiores al 30% que alcanzaría al menos una potencia reactiva en MVar del 31% de la capacidad registrada a tensión nominal. La respuesta de corriente reactiva se suministrará con un tiempo de subida no superior a 40 ms y un tiempo de establecimiento no superior a 300 ms. En Chile se ha definido un control dinámico de tensión para parques eólicos y fotovoltaicos (la cual se diferencia del control de régimen permanente) el cual se subdivide en dos tipos: rápido y lento, donde el de tipo rápido debe responder en una ventana de tiempo inferior a 1 segundo y el de tipo lento no puede exceder los 20 segundos.

Partida autónoma: Se refiere a la capacidad de restaurar y reiniciar una red eléctrica después de un apagón generalizado. Los sistemas de almacenamiento, como baterías o generadores de arranque rápido, pueden desempeñar un papel clave en el proceso de arranque en negro, proporcionando energía inicial para poner en funcionamiento los sistemas de generación y transmisión.

7.1.4 Servicios transmisión

Aplazamiento de inversión en transmisión: El objetivo es utilizar el almacenamiento de energía para diferir las actualizaciones de la infraestructura de transmisión y resolver los problemas de congestión de transmisión mediante la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en lugar de nuevas líneas. La ventaja de utilizar sistemas de almacenamiento es que, ante problemas de congestiones por falta de capacidad de transmisión, el sistema de almacenamiento se carga y conserva la energía para liberarla en momentos donde exista capacidad disponible y/o exista una ventaja económica respecto de la situación con congestión (como por ejemplo un diferencial de costos marginales positivo). Además, si el sistema de almacenamiento se ubica cerca de la demanda, este puede liberar la energía en condiciones de alta demanda de forma de reducir las transferencias requeridas desde el resto del sistema y evitando o reduciendo problemas de congestiones en el resto del sistema. Por

⁶⁹ En inglés Dynamic Reactive Response

otra parte, el incremento de capacidad en el sistema de transmisión es un proceso que suele tomar tiempo y que además debe hacerse en pasos discretos y de gran capacidad mientras que la instalación de sistemas de almacenamiento puede realizarse considerando pasos más graduales y de menor capacidad, reduciendo el sobredimensionamiento en el caso de que la expansión se realice con nuevas líneas. Los sistemas de almacenamiento basados en baterías, pueden reducir la necesidad de nueva infraestructura al conservar la energía en un extremo de una línea congestionada e inyectándola en el extremo siguiente. Otra forma es levantando la restricción del criterio de seguridad N-1 permitiendo un mayor flujo de potencia mayor y actuando en momentos donde existan contingencias, de forma de mantener la seguridad del sistema. Bajo ciertas condiciones de congestiones es factible que un sistema de almacenamiento utilice la energía de la red para elevar un volumen de agua o cargar celdas de combustibles a base de hidrógeno, evitando así la congestión y reduciendo la necesidad de nueva infraestructura de transmisión en la medida en que la capacidad del sistema de almacenamiento se encuentre adaptada a esos niveles de congestión. Una planta de tipo CSP puede también conservar la energía en forma de calor y luego inyectar a la red en otros horarios donde exista capacidad disponible (y también un costo marginal mayor que rentabilice su operación).

A continuación, se describen algunos servicios relacionados con la estabilidad y seguridad que los sistemas de almacenamiento pueden proveer y con esto levantar ciertas restricciones de transmisión. De acuerdo a la regulación actual, las obras de transmisión que ayudan a la seguridad y calidad de servicio se pueden considerar como obras de ampliación⁷⁰.

Estabilidad angular: Uso de almacenamiento de energía para cargar y descargar altos niveles de energía en períodos cortos cuando ocurre un accidente; esto puede contribuir a reducir las variaciones del ángulo de carga, mejorando así la estabilidad angular del sistema.

Apoyo a control de perturbaciones en la red: El objetivo es utilizar el almacenamiento de energía para mejorar el rendimiento del sistema de transmisión mediante la compensación de anomalías y perturbaciones eléctricas, como caídas de voltaje, voltaje inestable y resonancia subsíncrona. También permite el control de las oscilaciones de potencia.

7.1.5 Servicios de gestión energética del cliente

Recorte de demanda de punta: Es una aplicación en la que los sistemas de almacenamiento de energía se utilizan para reducir o nivelar los picos de demanda máxima de electricidad en momentos específicos del día o del año. Durante los períodos de alta demanda, los sistemas de almacenamiento pueden liberar la energía almacenada para satisfacer la carga, evitando así la necesidad de recurrir a fuentes de generación costosas o menos eficientes. Esta estrategia puede ayudar a los clientes a reducir sus costos de electricidad al evitar cargos por demanda máxima y a mejorar la eficiencia energética en la red.

⁷⁰ Ver Estudio de Restricciones en el Sistema de Trasmisión, Coordinador Eléctrico Nacional, 2023.

Gestión de la demanda ante variaciones de precio de la energía⁷¹: Consiste en el uso de sistemas de almacenamiento para optimizar el consumo de energía en función de las tarifas eléctricas variables según el horario. Los sistemas de almacenamiento pueden cargar la energía durante períodos de tarifas bajas y luego liberarla durante períodos de tarifas más altas, lo que permite a los clientes reducir sus costos de energía al usar la electricidad cuando es más económica.

Apoyo a calidad del servicio⁷²: Esta aplicación es utilizada especialmente en sectores industriales sensibles o aplicaciones críticas que tienen requisitos particulares en cuanto a la calidad de la energía que reciben. Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a mejorar la calidad de la energía proporcionando estabilidad del voltaje y la frecuencia, reduciendo las fluctuaciones y las interrupciones de la energía que podrían afectar el proceso productivo o equipos sensibles.

Respaldo ante cortes de suministro⁷³: El asegurar la continuidad del suministro eléctrico es esencial para muchos clientes, especialmente aquellos con aplicaciones críticas o sensibles a interrupciones. Los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar energía de respaldo durante cortes o fallas del suministro eléctrico, asegurando que las operaciones continúen de manera ininterrumpida.

Amortiguación de perturbaciones desde la red: Los clientes pueden enfrentar perturbaciones o fluctuaciones en la red eléctrica que afectan su operación o equipos. Los sistemas de almacenamiento pueden actuar como amortiguadores o limitadores de perturbaciones, absorbiendo o liberando energía según sea necesario para mantener una operación más estable y proteger equipos sensibles.

Maximizar consumo de prosumidores/Minimizar consumo desde la red: Uso del almacenamiento de energía para maximizar la autoproducción y el autoconsumo de electricidad, especialmente cuando el almacenamiento de energía está asociado con la energía fotovoltaica. Se maximizan los beneficios evitando el consumo de electricidad de la red y por la venta de excedentes de electricidad (net-billing).

Mejoramiento de factor de potencia⁷⁴ Los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados para mejorar localmente los requerimientos de potencia reactiva.

Uso de baterías de vehículos eléctricos para balance de red⁷⁵: El objetivo es utilizar un vehículo eléctrico (EV) o EV híbridos enchufables (PHEV) para proporcionar funciones Vehicle to Grid (V2G) para contribuir al equilibrio de la red.

⁷¹ En inglés Time of use Energy Cost Management

⁷² En inglés Particular Requirements in Power Quality

⁷³ En inglés Continuity of Energy Supply

⁷⁴ En inglés Compensation of Reactive Power

⁷⁵ En inglés EV Integration

7.1.6 Servicios de distribución

Desplazamiento de Inversiones en Red de Distribución: Se refiere al uso de sistemas de almacenamiento de energía para aplazar o evitar costosas actualizaciones o expansiones de la infraestructura de distribución de electricidad. En áreas donde la demanda eléctrica está aumentando, y se requiere una mayor capacidad en la red de distribución, los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar una solución alternativa y más económica. Estos sistemas de almacenamiento pueden liberar energía en momentos de alta demanda, reduciendo la carga en las líneas de distribución y posponiendo la necesidad de inversiones costosas en la expansión de la red. Al evitar actualizaciones inmediatas, se pueden ahorrar costos a corto plazo y permitir una planificación más eficiente y estratégica para el crecimiento futuro de la red eléctrica.

Control de Tensión: Es una aplicación que implica el uso de sistemas de almacenamiento para controlar y mantener los niveles de voltaje dentro de los límites aceptables en la red de distribución eléctrica. Los sistemas de almacenamiento pueden absorber o suministrar energía para compensar las variaciones en el voltaje causadas por cambios en la demanda o la generación. El control de tensión es especialmente útil en áreas con alta variabilidad en la demanda o donde exista generación distribuida, ya que los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a estabilizar el voltaje y mejorar la calidad del suministro eléctrico para los clientes.

Aislamiento⁷⁶: Es una aplicación que permite que una parte de la red de distribución se aisle de la red principal de forma deliberada y controlada. Esto se hace en situaciones de emergencia o fallas en la red principal, donde la capacidad de energía de respaldo en forma de sistemas de almacenamiento permite mantener la continuidad del suministro eléctrico en el área aislada. Los sistemas de almacenamiento en combinación con tecnologías de control avanzadas pueden asegurar que el área aislada mantenga la energía suficiente para satisfacer su demanda local y evitar apagones completos en casos de problemas en la red principal.

Plantas virtuales (VPP): son redes de pequeños dispositivos de producción o almacenamiento de energía, como paneles solares y baterías, que se agrupan para servir a la red eléctrica. El objetivo de una planta de energía virtual es conectar diferentes fuentes de energía en una unidad cohesiva unidas por una plataforma centralizada. Esta plataforma se utiliza para monitorear, coordinar y controlar los activos energéticos del VPP en un sistema de control central. Esto garantiza que los usuarios y consumidores de electricidad puedan recibir la energía óptima en cualquier momento para realizar una serie de operaciones utilizando el VPP. Desde aquí, la energía de esta red de activos puede negociarse en los mercados de energía. Venderlos en estos mercados significa que se pueden utilizar para estabilizar la red eléctrica en tiempos de fluctuaciones, creando un sistema de red más confiable. Esto es especialmente importante con el auge de las energías renovables. A medida que las energías renovables se vuelven más populares, las fluctuaciones en la generación de energía renovable se pueden equilibrar mediante el uso de VPP.

⁷⁶ En inglés Intentional Islanding

7.2 Análisis

La provisión de los distintos tipos de servicios que pueden aportar los sistemas de almacenamiento va a depender de las características técnicas de estas instalaciones. La Tabla 34 muestra distintos tipos de almacenamiento y su capacidad técnica para proveer dichos servicios.

La columna potencia representa un valor de potencia referencial que debería tener el sistema de almacenamiento para proveer el servicio. La columna duración de almacenamiento corresponde a la capacidad del sistema de almacenamiento en una unidad de tiempo que debería tener para proveer el servicio correspondiente. La columna tiempo de respuesta corresponde al tiempo máximo que debería demorar el servicio en ser entregado por la unidad de almacenamiento. Después se encuentran los nombres de las tecnologías analizadas. Los tiempos de respuesta están asociados a la operación del despacho, tiempos de respuestas definidos en el reglamento de SSCC y otros tiempos que pudieran estar definidos en la regulación chilena. Por ejemplo, el despacho diario se realiza con resolución horario, por tanto, los tiempos de respuestas para participar del despacho horario deberían ser menor a 1 hora. Mientras que los tiempos de respuesta de los servicios de control de frecuencia son más rápidos y dependen de si son del tipo primario, secundario, etc. Las tecnologías descritas toman en cuenta sistemas de almacenamiento puro como los tipos BESS (LMNC, LFP y NAS) y centrales con sistemas de almacenamiento (CSP, bombeo y CAES), que por su naturaleza no son tecnologías con sistemas de almacenamiento aislado.

Además, se ha adoptado la siguiente taxonomía:

Ubicación del sistema de almacenamiento:

- Standalone (1).
- Integrado con una planta de energías renovables (2).
- Standalone cercano (3): Sistema standalone pero cercano a una planta de energías renovables, por ejemplo, en una subestación o barra cercana.

Tecnología del inversor:

- Grid Following (1).
- Grid Following conectados en una red con otras máquinas sincrónicas (2) que fijan la frecuencia y el voltaje en el punto de conexión.
- Grid Forming (3).

Es importante mencionar que algunos servicios de red se pueden proveer en forma simultánea lo cual va a depender de las características técnicas del sistema de almacenamiento. Por ejemplo, una unidad podría participar de los servicios de provisión de energía, potencia de suficiencia y algunos de los servicios complementarios descritos.

Tabla 34: Resumen de servicios de red y aplicación a distintos tipos de sistemas de almacenamiento

	Servicio	Potencia	Duración de almacenamiento	Tiempo de respuesta	LMNC	LFP	NAS	CSP	Bombeo	CAES
Generación	Arbitraje	> 1 MW	> 1 hora	< 1 hora	Sí, Ubicación del BESS (1), (2) o (3)	Sí, Ubicación del BESS (1), (2) o (3)	Sí, Ubicación del BESS (1), (2) o (3)	Sí	Sí	Sí
	Arbitraje estacional	> 100 MW	Semanas - meses	< 1 hora	No	No	No	No	Sí	Sí
	Minimización de vertimiento de centrales renovables variables	> 1 MW	1 hrs - 10 hrs	< 5 mins	Sí, Ubicación del BESS (2) o (3)	Sí, Ubicación del BESS (2) o (3)	Sí, Ubicación del BESS (2) o (3)	No	Sí, Ubicación en (2) o (3)	Baja probabilidad
	Reducción de la variabilidad del recurso renovable	> 1 MW	Hasta 15 mins	< 1 min	Sí, Ubicación del BESS (2) o (3)	Sí, Ubicación del BESS (2) o (3)	Sí, Ubicación del BESS (2) o (3)	Posible, pero con respuesta más lenta	Sí, Ubicación en (2) o (3)	Sí
Potencia de Suficiencia	Aporte a potencia de suficiencia	> 1 MW	2 hrs - 10 hrs	< 1 hora	Sí, Ubicación del BESS (1)	Sí, Ubicación del BESS (1)	Sí, Ubicación del BESS (1)	Sí	Sí	Sí
	Incremento de potencia suficiencia de centrales renovables, plantas híbridas	> 1 MW	2 hrs - 4 hrs	< 1 hora	Sí, Ubicación del BESS (2)	Sí, Ubicación del BESS (2)	Sí, Ubicación del BESS (2)	No	Sí	Sí

	Servicio	Potencia	Duración de almacenamiento	Tiempo de respuesta	LMNC	LFP	NAS	CSP	Bombeo	CAES
Servicios Complementarios	Control rápido de frecuencia	> 1 MW	> 8 segs	< 2 segs	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No	No
	Control de frecuencia ante contingencias	> 1 MW	15 mins	< 250 milisegundos	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No	No
	Control primario de frecuencia	Cualquiera	< 1 hrs	< 30 segs	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	Sí	Sí	Sí
	Control de frecuencia primario proporcional	> 1 MW	> 30 mins	< 1 segundo	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	Sí	Sí	Sí
	Control secundario de frecuencia	Cualquiera	Según requerimiento	30 segs - 15 mins	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Sí	Sí	Sí
	Control terciario manual	Cualquiera	Según requerimiento	30 segs - 15 mins	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Sí	Sí	Sí
	Restauración de reserva	Cualquiera	Según requerimiento	15 mins - algunas horas	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Sí	Sí	Sí
	Respuesta inercial	> 1 MW	> 45 segs	Instantáneo	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	No	Sí	Sí	Sí
	Seguimiento de carga	1 MW - 100 MW	15 min - 1 hrs	< 1 seg	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Sí	Sí	Sí

	Servicio	Potencia	Duración de almacenamiento	Tiempo de respuesta	LMNC	LFP	NAS	CSP	Bombeo	CAES
	Rampa de generación	> 1 MW	> 2 hrs	< hrs	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Sí	Sí	Sí
	Control de tensión	10 MVARs - 100s MVARs	Pocos mins - 1 hrs	Pocos segs	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Sí	Sí	Sí
	Control de tensión dinámico	> 1 MW	N/A	< 40 ms	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
	Partida autónoma	5 MW - 50 MW	segs - horas	Pocos minutos	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	No	Sí	Sí
Transmisión	Aplazamiento de inversión en transmisión	50 MW - 500 MW	1 hrs - 8 hrs	Algunos mins	Sí	Sí	Sí	Si	Sí	Sí
	Estabilidad Angular	10 MW - 100 MW	0.5 segs - 60 segs	< algunos milisegundos	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
	Apoyo a control de perturbaciones en la red	10 MW - 100 MW	5 mins - 2 hrs	< algunos milisegundos	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Gestión Energética de Clientes	Recorte de demanda de punta	500 kW - 10 MW	1 - 4 hrs	Milisegundos - minutos	Sí	Sí	Sí	No	No	No
	Gestión de la demanda ante variaciones de	1 kW - 10 MW	1 - 6 hrs	Milisegundos - minutos	Sí	Sí	Sí	No	No	No

Servicio	Potencia	Duración de almacenamiento	Tiempo de respuesta	LMNC	LFP	NAS	CSP	Bombeo	CAES
precio de la energía									
Apoyo a calidad del servicio	100 kW - 10 MW	10 - 15 mins	Milisegundos	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Respaldo ante cortes de suministro	50 kW - 20 MW	Algunos mins - Algunas horas	Milisegundos	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	No	No	No
Maximizar consumo de prosumidores/Minimizar consumo desde la red	2 kW - 50 MW	2 - 6 hrs	Pocos segundos	Sí	Sí	Sí	No	No	No
Amortiguación de perturbaciones desde la red	N/A	N/A	Menos de pocos segundos	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Mejoramiento de factor de potencia	N/A	N/A	N/A	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Uso de baterías de vehículos eléctricos para balance de red	1 kW - 100 kW	1 - 6 hrs	Según funciones V2G	Sí	Sí	Sí	No	No	No
Distribución	Desplazamiento de Inversiones	500 kW - 10 MW	1 - 4 hrs	Pocos segundos	Sí	Sí	Sí	No	No

Servicio	Potencia	Duración de almacenamiento	Tiempo de respuesta	LMNC	LFP	NAS	CSP	Bombeo	CAES
en Red de Distribución									
Control de Tensión Dinámico en Red de Distribución	10 kW - 100 kW (BT) / 100kW - pocos MW (MT)	2 - 10 hrs	< 5 mins	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Aislamiento en Red de Distribución	10 kW - 1 MW (BT) / 100kW - 10 MW (MT)	4 - 10 hrs	< 20 milisegundos	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	Tecnología Inversor (3)	No	No	No
Apoyo a Control de Contingencias	10 kW - 100 kW (BT) / 100kW - pocos MW (MT)	2 - 10 hrs	< 30 mins	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Control de Tensión en Distribución	Pocos kVARs - Pocos MVARs	N/A	< pocos mins	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	Tecnología Inversor (2) o (3)	No	No	No
Plantas Virtuales	> 1 MW	N/A	< pocos mins	Sí	Sí	Sí	No	No	No

7.3 Impacto de remuneraciones

En esta sección se analiza el impacto en las remuneraciones que reciben los sistemas de almacenamiento debido a la provisión de los distintos servicios que estos pueden entregar.

7.3.1 Pagos por potencia

Las centrales y sistemas de almacenamiento que participan del SEN reciben un pago por la potencia de suficiencia que se les reconoce. El reglamento de transferencias de potencia establece las metodologías para determinar el valor de la potencia de suficiencia de cada central, las cuales dependen de cada tecnología de generación. Actualmente el reglamento no define una metodología para determinar la potencia de suficiencia que se les debe reconocer a un sistema de almacenamiento puro. En la propuesta de nuevo reglamento se proponía una metodología transitoria que determinaba la “potencia inicial” (cálculo previo a la determinación de la potencia de suficiencia definitiva) en función del número de horas de almacenamiento. Para sistemas de almacenamiento con capacidad mayor a 5 horas se les reconocía el 100% de la potencia instalada.

El precio de la potencia está determinado por el costo de inversión de la unidad más económica para satisfacer la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Los estudios elaborados por la CNE⁷⁷ han determinado históricamente que el costo de inversión de esta tecnología corresponde al de una turbina a diésel. El costo de inversión para una turbina de 70 MW varía entre 600 y 800 US\$/kW aproximadamente dependiendo de la barra de conexión. En dichos estudios se evalúan otras tecnologías como centrales renovables híbridas con BESS, no obstante, los costos de inversión son superiores a los de una turbina a diésel. Por tanto, los pagos por potencia solo cubren un porcentaje de los costos de desarrollo de las unidades con sistemas de almacenamiento.

7.3.2 Ingresos por venta de energía

Para una central con sistema de almacenamiento o un almacenamiento puro sin contrato de suministro, los ingresos por venta de energía provienen de las ventas a costos marginal en el mercado spot o mercado de corto plazo. Para el caso de un sistema del tipo BESS o central de bombeo, a esos ingresos se les deben descontar los retiros de energía necesarios para operar el sistema de almacenamiento. Los retiros de energía son valorizados al costo marginal durante las horas de almacenamiento. Bajo este esquema de operación se busca maximizar la diferencia entre el costo marginal de inyección y retiro. Si bien en el SEN se han observado diferencias significativas de costos marginales entre las horas de día (incluso con costos marginales iguales

⁷⁷ Informe “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”.

a cero) y las horas de noche, no es posible garantizar una diferencia de precio constante debido a la cantidad de variables que pueden afectar la determinación de los costos marginales (condiciones hidrológicas, precios de los combustibles, entrada de nuevos proyectos, etc.). A modo de ejemplo, durante el mes de julio de 2023 la diferencia promedio de los costos marginales entre horas del día y horas tarde-noche⁷⁸ fue de 73 US\$/MWh para la barra Crucero 220.

Para una central híbrida o para un sistema de almacenamiento puro idealmente ubicado cerca de las centrales (para evitar congestiones y pérdidas de energía) los retiros de energía también podrían ser valorizados al precio de venta de la energía desde una central renovable. En este caso la central renovable “vende” su energía (o parte de ella) al sistema de almacenamiento, y luego el sistema de almacenamiento vende esta energía en el mercado spot o través de un contrato de suministro. Si bien el sistema de almacenamiento o la central híbrida pueden firmar un contrato de suministro y así disminuir la dependencia de las variaciones de costo marginal, el precio de venta de la energía debería ser lo suficientemente atractivo para el cliente y lo suficientemente alto para cubrir gran parte de los costos de desarrollo de la planta. El proyecto Solar Andes II-B (central solar 180 MW más 120 MW de BESS de 5 horas de duración) utilizaría este modelo de negocio para vender su energía, lo cual se ilustra en la Figura 57.

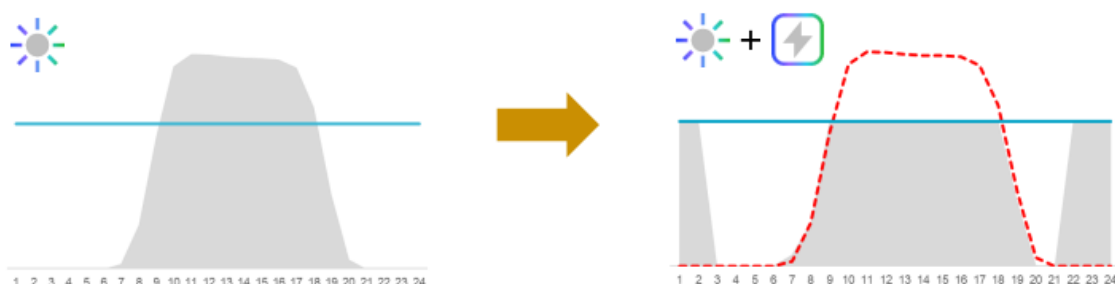


Figura 57: Modo de operación central Solar Andes II-B. Fuente: AES Chile.

La Tabla 35 muestra una estimación de los ingresos por venta de energía luego de que una parte del LCOE es cubierta por los ingresos por potencia de suficiencia. La columna costo de inversión muestra valores referenciales analizados en la sección “Estructura de costos”. Para el caso de los BESS se realiza una sensibilidad con respecto al costo de inversión y la cantidad de ciclos de vida útil. El LCOE se estima con una tasa de descuento de 7%. Para cada tecnología se estima un LCOE expresado en US\$/MWh. Luego se muestra el porcentaje del LCOE que es cubierto con los ingresos por potencia de suficiencia. Finalmente se incluye el precio promedio de venta de la energía (más eventualmente otros servicios) que falta para cubrir el LCOE. Estos ingresos podrían venir del mercado spot o de un contrato PPA. Por ejemplo, para un BESS de 4 horas los ingresos por venta de energía deberían estar dentro del rango de 71 US\$/MWh y 154 US\$/MWh. Se incluye una estimación de la tecnología de bombeo de manera referencial, a pesar de que el foco de este estudio no consideró dicha tecnología.

⁷⁸ Horas del día: 12:00 a 16:00, horas tarde-noche: 19:00-23:00.

Tabla 35: Comparación de LCOE entre tecnologías. Fuente: Elaboración propia utilizando distintas fuentes. Ver anexo digital para más detalles.

Tecnología	Costo inversión (US\$/kW)	LCOE (US\$/MWh)	Porcentaje pago potencia (%)	Ingreso por ventas de energía más otros servicios (US\$/MWh)
BESS - 4 hr - 7200 ciclos	1436	150 ⁷⁹	31%	103
BESS - 4 hr - 3000 ciclos	1436	202	24%	154
BESS - 4 hr - 7200 ciclos	937	117	40%	71
BESS - 4 hr - 3000 ciclos	937	146	33%	98
CSP 13 hr	3974	64	17%	53
CSP 9 hr	3369	67	17%	54
CSP 6 hr	2950	70	16%	54
Bombeo 6 hrs	1427	88	32%	60
Bombeo 18 hrs	2060	62	15%	52

Los resultados muestran que los LCOE de las centrales CSP y bombeo es más competitivo que los sistemas BESS aislados. Sin embargo, el análisis anterior no incluye la estimación de un LCOE de centrales híbridas, por ejemplo, solar fotovoltaica con BESS. Esta combinación reduce el LCOE promedio y reduce la diferencia relativa frente a otras tecnologías como las centrales CSP y bombeo.

7.3.3 Servicios complementarios

La regulación actual establece que los Servicios Complementarios requeridos por el SEN deberán materializarse a través de procesos de licitaciones o subastas, estas últimas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el Coordinador puede instruir la prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria. Dependiendo del tipo de materialización del servicio complementario, el costo de inversión de la infraestructura de almacenamiento se puede cubrir total o parcialmente:

⁷⁹ Supone un precio de compra de energía para almacenar de 30 US\$/MWh

- Licitación: Se adjudica según los precios ofertados por los agentes que participan de la licitación. Es esperable que los precios ofertados permitan cubrir los costos de inversión de las obras licitados.
- Subastas: Se adjudica según los precios ofertados por los agentes que participan de la subasta. El precio máximo puede estar restringido. Por ejemplo, como se describe más adelante, en el caso de alguno servicio de control de frecuencia el precio máximo está relacionado con valores de inversión adicionales en que deben incurrir los participantes. Estos valores de inversión adicionales pueden representar una fracción menor en comparación con la inversión total de un sistema de almacenamiento.
- Instrucción directa: La remuneración se fija a través de un estudio de costos eficiente. Dependiendo del tipo de servicio complementario, en algunos casos el estudio de costo eficiente solo reconoce la inversión adicional en que incurre un agente que participe de este servicio. Estos valores de inversión adicionales pueden representar una fracción menor en comparación con la inversión total de un sistema de almacenamiento.

7.3.3.1 Control de frecuencia

Los análisis realizados por el Coordinador en los últimos años y en el Informe de Servicios Complementarios del año 2024 (Coordinador, 2023) han establecido que para el control primario de frecuencia de subida no existen condiciones de competencia. Para el control primario de bajada, control secundario y control terciario (tanto de subida como bajada) se ha establecido que existen condiciones de competencia.

Control rápido de frecuencia

De acuerdo a los análisis realizados por el Coordinador Eléctrico⁸⁰, hasta el año 2023 el CRF no ha sido requerido para el SEN, por lo tanto, no hay remuneración posible asociado a este servicio. No obstante, esta situación podría cambiar en la medida que ingresa más energía renovable al sistema.

En el “Estudio de costos de los Servicios Complementarios Sistema Eléctrico Nacional 2020-2023” se establece que en caso de ser requerido el CRF, las centrales solares, centrales eólicas y los sistemas BESS estarían habilitadas para proveer este control de frecuencia. Sin embargo, el costo de inversión requerido para habilitar a las centrales eólicas y solares es mucho menor que el costo de inversión de un BESS. Por tanto, en la medida que se requiera este servicio y que el aporte que puedan hacer las centrales solares y eólicas no sea suficiente (u otra tecnología más económica), la provisión de CRF podría fomentar el desarrollo de los sistemas de

⁸⁰ Coordinador Eléctrico, 2023. Informe Servicios Complementarios.

almacenamiento del tipo BESS ya que el costo de inversión se pagaría íntegramente a través de este servicio.

Control primario de frecuencia

El control primario de frecuencia actualmente es provisto por las centrales que se encuentran en operación. En particular, las centrales eólicas y solares también podrían proveer este tipo de servicio. El control primario de frecuencia de subida se materializa mediante instrucción directa, por lo cual su remuneración se fija a través de un estudio de costos eficiente. En el informe de respaldo del “Estudio de costos de los Servicios Complementarios Sistema Eléctrico Nacional 2020-2023”, se establece la prestación de CPF por BESS no corresponde a una solución eficiente debido a que los costos de inversión de éstos son elevados con respecto a los costos de inversión adicionales que se deben realizar a unidades generadoras existentes para habilitar para que entreguen este servicio. Por tanto, se plantea que si un generador participa del CPF utilizando un BESS le corresponderá la asignación del mismo costo estándar que les corresponde a aquellos que lo prestan sin el uso de equipos de almacenamiento, lo que les impedirá cubrir la totalidad del costo de inversión.

Los primeros BESS instalados en Chile por las empresas Engie y Gener utilizaron esta tecnología para proveer de control de primario de frecuencia. La justificación económica se debe a que estos equipos permitirían liberar los requerimientos de CPF de sus centrales termoeléctricas y de esta forma inyectar más energía al sistema. Probablemente las condiciones del contrato de suministro de estas empresas tenían condiciones de venta de energía que justificaban la inversión en los sistemas BESS.

Control secundario y terciario de frecuencia

El control secundario y terciario de frecuencia actualmente es provisto por las centrales que se encuentran en operación. En los últimos años el Coordinador ha determinado que existen condiciones de competencia para proveer este servicio por lo que la asignación se realiza a través de un sistema de subastas o mediante instrucción en caso de que la subasta se declare parcial o totalmente desierta. El valor adjudicado será la suma de los siguientes componentes de costos:

- Valor de oferta: valor ofertado propiamente tal durante la subasta, el cual está limitado por un valor máximo determinado por un estudio de costo representativos eficientes de desgaste de las instalaciones según su tecnología.
- Costo de oportunidad: costo asociado a la pérdida de ingresos por ventas de energía en el mercado spot debido a la participación en el servicio de control de frecuencia, el cual es determinado de manera ex post por el Coordinador.
- Costo por operación a un costo variable mayor al costo marginal real: compensación en caso de que ingresos a costo marginal no cubran costos variables de operación.
- Costo de operación adicional real: Compensación recibida cuando se opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible

es mayor, a que hubiera tenido la unidad en caso de que no participara de los servicios complementarios.

La Tabla 36 muestra los valores de referencia establecidos por la CNE para determinar el costo de desgaste el cual limita el valor de las ofertas de las subastas. Para los sistemas BESS aislados o en conjunto con centrales renovables variables este valor es menor a 2 US\$/MWh. Posteriormente estos valores fueron actualizados y corregidos a la baja en el estudio de costos mandado por el Coordinador Eléctrico en el año 2022.

Tabla 36: Costos de desgastes. Fuente: (CNE, 2020)

Tecnología (t)	Costo de desgaste (θ_{tsc}) [US\$/MWh]
Carbón	10
Central térmica en ciclo combinado	6
Grupo motor generador	6
Turbina a vapor con biomasa	5
Turbina a gas o dual en ciclo abierto	4
Turbina a biogás	4
Concentración solar de potencia de tipo torre central	4
Hidráulica de pasada	2
Hidráulica de embalse	2
Fotovoltaica	2
Eólica	2
Sistema de almacenamiento en base a baterías (BESS)	2
Eólica + BESS	2
Fotovoltaica + BESS	2
Hidráulica de Pasada + BESS	2
Hidráulica de Embalse + BESS	2
Geotermia	2

Del análisis anterior se desprende que la regulación actual solo reconoce aquellos costos adicionales necesarios para proveer del control de frecuencia y el costo de oportunidad de las ventas de energía que se dejan de vender en el mercado spot. Los costos de desgastes representan un porcentaje menor en comparación con el costo medio de desarrollo de un sistema de almacenamiento y el costo de oportunidad está sujeto a la variabilidad de los costos marginales.

7.3.3.2 Control de tensión

Los análisis realizados por el Coordinador han establecido que para el control de tensión no existen condiciones de competencia, por lo que el servicio se asigna por instrucción directa (a los recursos existentes) y mediante licitación aquellas zonas donde los recursos actuales no cumplen con los requerimientos del control de tensión (prevista para el 2025 en la zona norte grande y norte chico). Los sistemas de almacenamiento podrían postular a esta licitación y ser adjudicado en la medida que la oferta sea competitiva frente a otras tecnologías. En el caso de instrucción directa, el estudio de costos elaborado por el Coordinador determina los costos adicionales en que deben incurrir los recursos existentes para proveer este servicio y que son remunerados, los cuales representan una fracción menor frente a los costos de inversión totales.

7.3.3 Partida autónoma

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la partida autónoma corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo. El Coordinador han establecido que para este servicio no existen condiciones de competencia, por lo que el servicio se asigna por instrucción directa y el recurso se valoriza a través del estudio de costos. Este estudio determina las inversiones necesarias para habilitar a las distintas tecnologías (centrales termoeléctricas, eólicas, solares⁸¹, etc.) para proveer de partida autónoma.

7.3.4 Infraestructura transmisión

La CNE determina las obras de ampliación y nuevas obras del sistema de transmisión a través del proceso de planificación de la transmisión que se realiza periódicamente. Las obras son licitadas por el Coordinador Eléctrico y se adjudican al menor precio ofertado. Los costos de inversión, operación y mantenimiento de estas obras están garantizados y se financian a través de los peajes e ingresos tarifarios. Los sistemas de almacenamiento que se definen como parte de la infraestructura de transmisión se pueden financiar íntegramente a través del mecanismo descrito anteriormente. A modo de ejemplo, actualmente se encuentra en licitación el proyecto de sistema de control de flujo mediante BESS para la línea Parinas-Seccionadora Lo Aguirre el cual contempla el desarrollo de 2 equipos de capacidad 500 MVA y 125 MWh de almacenamiento (menor a 1 hora).

7.4 Casos de estudio internacionales

En esta sección se analizan distintos casos de estudio internacionales relacionados con el desarrollo de sistemas de almacenamiento y los distintos servicios de red que estos pueden proveer. En la siguiente sección se describe la experiencia de Estados Unidos y luego se describen aplicaciones específicas en otras partes del mundo.

7.4.1 Experiencia en Estados Unidos

El Departamento de Energía (DOE) tiene un registro detallado de los sistemas de almacenamiento y los distintos servicios que estos pueden aportar. La Figura 58 muestra un resumen de la capacidad instalada por servicio considerando servicios complementarios, energía, transmisión y distribución. Los servicios asociados al control de frecuencia tienen la mayor participación en aplicaciones para servicios complementarios.

⁸¹ En el estudio no queda claro las inversiones necesarias para proveer de partida autónoma a centrales eólicas y solares. Por ejemplo, podría requerirse un sistema de almacenamiento e inversores grid forming.

Capacidad de sistemas de almacenamiento por aplicaciones y servicios en Estados Unidos

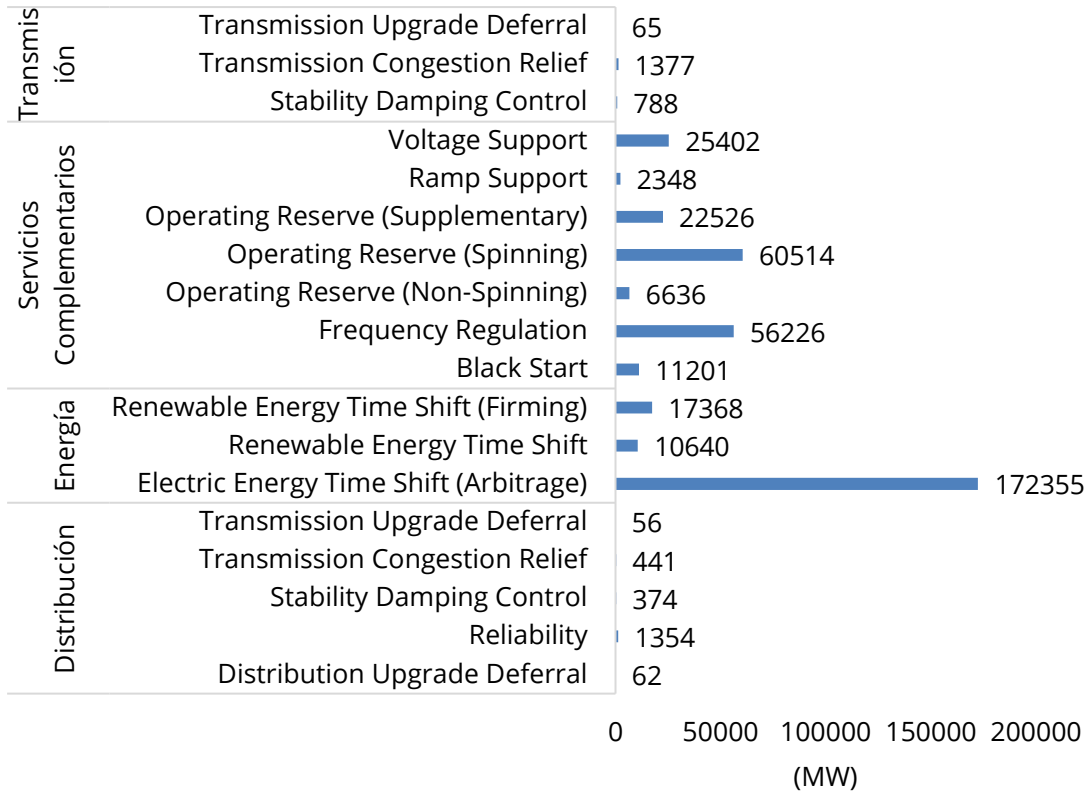


Figura 58: Servicios de red provistos por sistemas de almacenamiento de tipo BESS.
Fuente: (DOE, 2023)

7.4.2 Países bajos

La empresa Wärtsilä desarrolla el sistema de almacenamiento de energía más grande de Holanda. El grupo tecnológico Wärtsilä suministrará un sistema de almacenamiento de energía de 25 MW / 48 MWh a GIGA Storage BV; con el objetivo de ayudar a estabilizar la red eléctrica en Holanda.

El sistema de almacenamiento de energía de Wärtsilä, llamado batería GIGA Buffalo, se ubicará junto con los activos eólicos y solares en la red inteligente de Widnet; ubicada en el centro de pruebas de la Universidad de Investigación de Wageningen, en Lelystad. El servicio que brinda es control de frecuencia para aumentar la estabilidad del sistema y, con ello, su confiabilidad.

7.4.3 Reino Unido

Reino Unido tiene previsto invertir hasta 20.000 millones de dólares en sistemas de baterías de aquí a 2030 y alcanzar una capacidad total de 24 GW. Asimismo, se contempla el desarrollo de otras tecnologías como volantes de inercia, sistemas de almacenamiento en aire líquido y bombeo hidráulico; las cuales complementarán la expansión de centrales eólicas y solares.

7.4.4 Suecia

Suecia ha anunciado una subvención gubernamental que cubrirá el 60% de los costos relacionados con la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en hogares, hasta un máximo de 50.000 coronas suecas (equivalentes a más de 5.100 euros). Este subsidio se aplica a elementos como la batería, el cableado, los sistemas de control, la caja inteligente de energía y la mano de obra necesaria para instalar estos sistemas en viviendas que cuentan con paneles solares en sus tejados.

7.4.5 Otros casos de estudio

Potencia suficiencia

El 25 de febrero de 2021, la Corporación Financiera de Energía Limpia (CEFC, por sus siglas en inglés) anunció que, en nombre del gobierno australiano, invirtió 160 millones de dólares australianos para construir el sistema Victorian Big Battery (VBB) de 300 MW, lo que brinda un impulso a la seguridad de la red del estado mientras conduce a bajar los precios de la energía y apoyar la inserción de energías renovables⁸². El proyecto busca mejorar la suficiencia del sistema proporcionando capacidad adicional durante los meses de demanda máxima que ocurren en el verano.

Reducción de vertimientos renovables

Hawái planea generar el 100% de su electricidad a partir de energía renovable para 2045, sin embargo, actualmente tiene un porcentaje elevado de vertimiento renovable. La combinación de sistemas de almacenamiento con generación renovable permite reducir los vertimientos almacenando energía e inyectándola a la red en otro momento donde el sistema de transmisión tenga capacidad disponible.

Desde 2017, las empresas de generación han comenzado a incluir sistemas BESS en las subastas de energía. En 2019, Hawaiian Electric realizó una subasta de energía solar con y sin BESS, y adjudicó siete proyectos de energía solar más BESS con una capacidad total de 255 MW y 1.055 MWh de almacenamiento de energía en baterías de cuatro horas a precios que oscilan entre 80

⁸² <https://www.cefc.com.au/media/media-release/cefc-backs-300-mw-victorian-big-battery-to-strengthen-grid-and-support-more-renewable-energy/>

y 90 por USD/MWh, mientras que los precios de los contratos solo de energía solar rondan los 40 por USD/MWh. Otros estados, como Colorado, Nevada y Arizona, han llevado a cabo subastas que resultaron en precios aún más competitivos para energía solar más BESS.

Energía y potencia de suficiencia

Ante los desafíos de la congestión de la transmisión de electricidad y los problemas de producción diarios, India incorporó BESS a su subasta para permitir la inyección de generación renovable en las horas de mayor demanda.

India experimenta problemas de congestión en la transmisión de electricidad y problemas de producción diarios que dificultan el uso eficiente de los recursos de energía renovable y la capacidad de cumplir con el abastecimiento del suministro en los momentos de mayor demanda. Para abordar esos problemas, India recurrió a licitaciones de energía solar más almacenamiento, solicitando energía y potencia firme durante las horas de demanda máxima. Las adjudicaciones se basan en los precios de oferta de energía firme durante las horas críticas, con un precio predefinido que se aplica a la energía entregada fuera de las horas de mayor demanda. En 2020, la empresa Solar Energy Corporation of India (SECI) realizó la subasta más grande del mundo para una licitación híbrida de 1,2 GW que combinaba energía hidroeléctrica de bombeo, BESS, solar y eólica, y ofreció dos bloques de precios diferenciados en el tiempo. Los precios oscilaron entre 88,6 a 95,7 USD/MWh para la electricidad entregada durante los períodos de demanda máxima y 40 USD/MWh para los períodos de menor actividad. La tarifa promedio ponderada fue de aproximadamente 60 USD/MWh, comparable con los costos de energía promedio en India. Los nuevos contratos de generación térmica tienen un precio de entre 70 y 90 USD/MWh.

India ahora está revisando el diseño de los productos eléctricos que se licitarán. El nuevo enfoque denominado "las 24 horas" intentó que los desarrolladores pujaran por un suministro continuo utilizando energías renovables y almacenamiento. En mayo de 2020, India adjudicó 400 MW en la primera subasta de este tipo.

Servicios complementarios

En 2017, el gobierno de Australia otorgó un contrato por 315 MW de capacidad de energía eólica con 100 MW (129 MWh) de almacenamiento en batería en Hornsdale Power Reserve. El proyecto incluía proporcionar 30 MW de la capacidad de descarga de la batería al propietario de la planta para la operación comercial en el mercado mayorista cuando los precios de la energía son altos o cuando cae la producción del parque eólico. Los 70 MW restantes se reservan para la suficiencia del sistema eléctrico. Fue la primera demostración de un parque eólico o solar que brinda servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS) al Mercado Nacional de Electricidad de Australia. Contribuyó a la estabilidad de la red, brindando una respuesta mucho más rápida que los generadores de combustibles fósiles y redujo significativamente los precios de mercado de FCAS.

Aplazar las inversiones en la red

Los BESS de tipo “standalone” también han demostrado ser beneficiosos para diferir las inversiones en la red, una característica que Colombia aprovechará en su plan de expansión a largo plazo. Las baterías standalone se han utilizado para el aplazamiento de la transmisión y distribución en varios países. El BESS suele estar ubicado en ciertas subestaciones para mitigar el impacto de las restricciones de transmisión (congestiones) y sus costos. De esta manera, la expansión de la red se aplaza una vez que las opciones de BESS demuestren ser rentables.

La isla de Nantucket en Massachusetts (Estados Unidos) ha experimentado un aumento de cinco veces en la población de verano y los cables de transmisión de la isla pronto no podrán soportar el crecimiento de la carga a niveles confiables. En lugar de ampliar la capacidad de transmisión, lo que implicaría una inversión de 105 millones de dólares en cable submarino, la empresa de servicios públicos local instaló un BESS de 6 MW y 48 MWh. Los beneficios del sistema se estiman en 5,7 millones de dólares por año, de los cuales 3,4 millones resultan del aplazamiento de inversión en la red de transmisión. Los otros beneficios provienen de la venta de servicios complementarios, respuesta a la demanda y capacidad en mercados administrados por el operador de sistema independiente en Nueva Inglaterra. Colombia identificó oportunidades para implementar BESS en su plan de expansión a largo plazo y propuso una licitación en 2021 para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el departamento de Atlántico

⁸³.

Capacidad de suministro en zonas alejadas

La limitada capacidad de transmisión impulsa la necesidad de subastas de energía firme o cuasi firme, que fomentan el uso de BESS en combinación con otras tecnologías, como en Tailandia y Brasil, donde los BESS se combinan con generación solar y biocombustibles para fortalecer el suministro de energía.

En sistemas pequeños y aislados, o en sistemas con interconexiones débiles a la red principal, es necesario contar con contratos de energía cuasi firmes o firmes. Las subastas de energía firme pueden fomentar el uso de BESS en combinación con otras tecnologías. En agosto de 2017, Tailandia realizó subastas simultáneas para adquirir 300 MW de capacidad de generación cuasi firme para entrega en 2021, distribuidos en nueve zonas geográficas con capacidad de interconexión limitada. La licitación requería que los postores ofrecieran operar al 98% o más de su capacidad propuesta durante los períodos de demanda máxima y al 66,3% durante los períodos de menor actividad. Existían sanciones pecuniarias por no suministrar las cantidades de energía acordadas. La subasta adjudicó los 300 MW a 17 postores, a precios que oscilan entre 60 y 110 USD/MWh y con un promedio de 75 USD/MWh. Tres proyectos eran de energía solar

⁸³ <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-01-2021-Almacenamiento-de-Energ%C3%ADa-con-Baterias-Atlantico.aspx>

híbrida: uno con biogás, otro con biomasa y otro con almacenamiento en baterías (42 MW de capacidad de energía solar con 12 MW/54 MWh de capacidad BESS). En 2019, Brasil realizó dos subastas tecnológicamente neutrales para capacidad de energía eléctrica renovable y no renovable, y potencia firme en el estado de Roraima. Se seleccionaron nueve ofertas ganadoras con un total de 294 MW de capacidad (6.420,5 MWh de energía), recibiendo un PPA de 15 años para instalaciones de energía renovable y un PPA de siete años para generación de energía no renovable. Los precios oscilaron entre 170/MWh y 277,48 USD/MWh. Solo una de las ofertas ganadoras consideró incluir BESS de corta duración. El postor propuso una solución híbrida con 31 MW de capacidad de biocombustible de aceite de palma, 25 MW de capacidad de energía solar y posiblemente 30 minutos de capacidad de almacenamiento. El almacenamiento proporcionaría una integración más fluida entre la generación solar variable y la generación de biocombustible.

7.4.6 Casos de hidrógeno

En el Anexo se describen otros casos de estudios asociados a almacenamiento de hidrógeno y aplicaciones a través de celdas de combustibles y combustión directa.

8 Instrumentos y herramientas de incentivo

En esta sección se proponen distintos instrumentos y herramientas de incentivo y fomento posibles de implementar para acelerar la penetración de los sistemas de almacenamiento en la matriz energética chilena. La propuesta se realiza a partir de la síntesis de las actividades anteriores, la experiencia del equipo consultor y la revisión de la experiencia internacional que se describe a continuación.

8.1 Revisión de experiencias internacionales

8.1.1 España

A principios de 2023, los sistemas de almacenamiento cuentan con 8,3 GW de capacidad entre sistemas de bombeo hidráulico, electroquímicos, térmicos, eléctricos y mecánicos, según el Análisis del Estado Actual del Almacenamiento en España, del IDAE.

Marco Regulatorio

España ha planteado estrategias en varias líneas de acción relacionadas con el almacenamiento de energía, las cuales tienen como objetivo impulsar el desarrollo y la integración del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico, promoviendo su participación en los mercados y garantizando un marco regulatorio adecuado (Gobierno de España, 2021).

En primer lugar, en cuanto al régimen jurídico del almacenamiento, se tienen las siguientes medidas regulatorias:

- La incorporación de la capacidad de almacenar energía a nivel nacional y la definición de la categoría de almacenamiento en el marco legal.
- Definición del papel y responsabilidades de las entidades involucradas en el almacenamiento de energía, incluyendo agentes regulados y no regulados como agregadores independientes.
- Análisis de las reglas para facilitar el acceso de operadores de la red de distribución a servicios de flexibilidad, considerando activos de almacenamiento detrás del contador, vehículos eléctricos y gestión de la demanda.
- Modificaciones en los procedimientos para permitir la participación del almacenamiento en servicios de balance de carga-generación de energía, pruebas técnicas y verificaciones de calidad de la medición.
- Simplificación de los trámites y cargas administrativas relacionadas con instalaciones de energía eléctrica y se promueve la investigación y desarrollo en almacenamiento de energía.
- Revisión de las tarifas para evitar la doble imposición en el almacenamiento (impuestos tanto sobre la electricidad absorbida como sobre la inyectada) de energía y se considera estandarizar tarifas entre sectores.

- Inclusión del almacenamiento en la planificación de la red de transmisión, analizando inversiones en activos para mejorar la red eléctrica, considerando el almacenamiento como una opción viable.

En segundo lugar, en cuanto a la participación en los mercados, se tienen las siguientes medidas regulatorias:

- Adaptación del mercado eléctrico español, regulado en un 90% por ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad S.A.), Iberdrola y Naturgy para permitir la participación del almacenamiento en mercados diarios y servicios complementarios de manera competitiva y justa.
- Mejoras de capacidad en la red para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico en caso de riesgo para la seguridad del suministro.
- Autorización a las tecnologías de almacenamiento a participar en mercados de regulación de frecuencia secundaria, terciaria y otras formas de balance.
- Fomento de precios dinámicos y tarifas de red promoviendo precios de electricidad según la hora del día.
- Implementación de mercados locales para la flexibilidad y se evalúa el papel del almacenamiento distribuido.
- Inversión para sistemas de almacenamiento basadas en análisis de necesidades reales de capacidad y servicios de almacenamiento en diferentes horizontes temporales (corto, medio, largo plazo), y siempre de acuerdo con los análisis de compatibilidad con el marco regulatorio de la UE.

Proyectos

Además, la Estrategia de Almacenamiento aprobada en 2021 presenta una cuantificación de las necesidades mínimas de almacenamiento para España. Así, se define que se debería llegar a los 20 GW en 2030 y los 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento total disponible en esos años, incluyendo un mínimo de 400 MW de BESS. (Gobierno de España, 2021).

Por su parte, la empresa española Naturgy invertirá 117 millones en sus primeros 145 MW de almacenamiento con baterías. Esta situación plantea al sistema energético el reto de dotarse de herramientas para acompañar generación y consumo, evitar caídas bruscas de la producción y dar capacidad firme al sistema. (La Razón, 2023).

En este escenario, el almacenamiento es clave en la seguridad y calidad del suministro, en el cual Naturgy ya ha iniciado los trámites para desarrollar ocho proyectos de almacenamiento con baterías.

Más aún, la Comisión Europea ha aprobado un régimen español por valor de 350 millones de euros asignado con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR), mediante fondos europeos, para apoyar la construcción y explotación de instalaciones de almacenamiento de electricidad. El régimen, que se aplicará hasta junio de 2026, tiene los siguientes objetivos:

- Aumentar la cuota de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico español.
- Disminuir la reducción deliberada de generación de electricidad a partir de fuentes renovables en momentos de exceso de producción.
- Sostener el funcionamiento seguro del sistema eléctrico español.

Las ayudas adoptarán la forma de subvenciones a la inversión para la construcción de instalaciones de almacenamiento de electricidad, con una capacidad conjunta de, aproximadamente, 1000 MW conectada a la red de transporte o distribución. El importe máximo de las ayudas por beneficiario será de 50 millones de euros. (Energías Renovables, 2023.)

8.1.2 Reino Unido

El departamento de Negocios, Energía y Estrategias Industriales del Reino Unido, en su informe del plan de flexibilidad realizado en conjunto con Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), menciona las siguientes estrategias para promover los sistemas de almacenamiento en la red eléctrica (Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2021).

- Eximir a las instalaciones de almacenamiento del pago de ciertos costos de políticas. Se proporciona una definición regulatoria para el almacenamiento y brinda claridad regulatoria para las instalaciones por debajo de 50 MW.
- El gobierno aprobó legislación para simplificar la obtención de permisos de planificación para instalaciones de almacenamiento más grandes.
- Poner fin a la doble facturación de ciertos costos de red para el almacenamiento, y el gobierno aclaró cómo el almacenamiento puede quedar exento del Impuesto sobre el Cambio Climático.
- El gobierno lanzó el Smart Export Guarantee, que incentiva la co-ubicación de almacenamiento con energía solar; Ofgem proporcionó orientación sobre cómo co-ubicar la energía solar y el almacenamiento en el marco de los esquemas de Obligación de Energías Renovables y Tarifa de Alimentación.
- Ofgem introdujo cambios en las licencias para aclarar que los operadores de redes no pueden ser propietarios ni operar el almacenamiento.

En 2016, National Grid introdujo un nuevo servicio complementario denominado Enhanced Frequency Response (EFR) definido como un servicio donde el activo puede inyectar un 100% de su potencia de salida en un segundo o menos desde cuando se registra una desviación de frecuencia. Posteriormente, se han definido nuevos servicios que han incentivado la participación de sistemas de almacenamiento. El EFR se asignó mediante licitaciones a proyectos de BESS con una capacidad almacenamiento de 201 MW para 2018 a un costo total de £65,95m y con un precio medio de £9,44/MW de EFR/h. Este resultado muestra que existe una posibilidad para los BESS de participar en este mercado y más aún considerando la reducción esperada de la inercia sistémica ante la penetración de energías renovables en el mundo. Algunos proyectos:

- El proyecto Tynemouth de 25 MW/12,5 MWh, que es el primer sistema autónomo de almacenamiento de energía en batería a escala de servicios públicos del Grupo Enel

respaldado por un contrato de cuatro años con el operador del sistema británico National Grid para proporcionar servicios de equilibrio de red⁸⁴.

- El proyecto E.ON DE 10 MW/7,2 MWh para respuesta de frecuencia mejorada (EFR) en Blackburn Meadows⁸⁵

En (Pusceddu, E. Zakeri, B. Castagneto, G, 2021) se analiza los beneficios para los sistemas de almacenamiento de energía de proveer en forma simultánea los siguientes servicios:

- Respuesta rápida a la frecuencia (EFR) requiere una capacidad de respuesta rápida y precisa y podría beneficiarse de un diseño de mercado flexible.
- Arbitraje de energía, el cual se basa en aprovechar las diferencias de precios en el mercado spot, pero los ingresos por sí solos pueden no ser suficientes para recuperar la inversión en almacenamiento de baterías.

La combinación de estas sinergias podría aumentar los beneficios operativos de un sistema de batería, de 10 MW de capacidad y 7,2 MWh de autonomía, hasta en un 25% si se utiliza alternativamente para arbitraje y respuesta a la frecuencia. Para realizar un análisis más específico a un sistema de electricidad en particular, se deben considerar el valor económico del almacenamiento de energía (que, a su vez, depende de ingresos y costos de respuesta a la frecuencia), el perfil de precios de electricidad y la capacidad del sistema de batería para proporcionar el servicio más rentable. En particular, la eficiencia de ida y vuelta y la capacidad de descarga son factores clave para la rentabilidad del arbitraje.

En consecuencia, alternar entre los servicios de EFR y arbitraje puede aumentar significativamente las ganancias del almacenamiento de energía, dependiendo de la ventana de disponibilidad de energía y una estrategia de gestión del estado de carga (SoC) adecuada.

Por otra parte, se observan políticas para fomentar otros tipos de sistemas de almacenamiento como centrales de bombeo. El compromiso actual del Gobierno es elaborar una política que permita invertir en centrales hidroeléctricas de bombeo en 2024. Sin embargo, el comité del Ministerio de Empresa, Energía y Estrategia Industrial (BEIS) ha recomendado recientemente que se adelante a 2023.

8.1.3 Alemania

A continuación, se describen las políticas que Alemania ha implementado para la introducción de sistemas de almacenamiento y los diferentes servicios que pueden proporcionar.

Para el caso de sistemas de almacenamiento residenciales, desde el año 2000 con la Ley de Energías Renovables (Erneuerbare Energien Gesetz) se aumentó la adopción de energías renovables, lo cual permitió reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Se estableció

⁸⁴ <https://www.enel.cl/en/meet-enel/media/news/d201806-enel-starts-operations-in-uk-at-the-groups-first-stand-alone-battery-energy-storage-system-.html>

⁸⁵ <https://www.nidec-industrial.com/document/bess-uk-case-study/>

una tarifa garantizada para energías renovables (Feed-in-Tariff, FIT) lo cual favorecía la penetración de energías renovables ya que en un principio se garantizaba un precio que recibían los consumidores que era mayor que el valor al cual consumían la electricidad. Esta tarifa fue disminuyendo en el tiempo y a su vez el valor de la electricidad fue aumentando. Existían algunos beneficios en donde los usuarios con una potencia inferior a 10 kW estaban exentos de pagar un impuesto dedicado a financiar la transición energética (EEG Umlage). Estos beneficios y las altas tarifas eléctricas para el usuario final fomentaban la autosuficiencia a través de sistemas de baterías. En este sentido, el programa “Standard & Storage” consistía en que el Banco de Desarrollo Alemán otorgaba a los propietarios de sistemas con potencia inferior a 30 kW, créditos de bajo interés para la instalación de sistemas de almacenamiento. Recientemente, considerando la electrificación del transporte de vehículos particulares, el gobierno alemán está promoviendo un programa de subsidios para promover los sistemas de almacenamiento de energía en el hogar, en particular para vehículos eléctricos (EV). Según el programa de subsidios, los consumidores pueden recibir apoyo financiero para tres componentes clave: estaciones de recarga, sistemas fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía. El programa cubrirá el 25% del costo total de la inversión en sistemas de almacenamiento de energía, con una subvención máxima de 9600 euros. Además, los solicitantes que opten por estaciones de carga Vehicle-to-grid (V2G) podrán recibir hasta 10200 euros en subvenciones.

Respecto al uso de sistemas de almacenamiento para clientes comerciales e industriales, no hay esquema de apoyos, debido a que en el pasado existieron obstáculos que incluso persisten en la actualidad, especialmente cuando se trata de sistemas de almacenamiento que pueden prestar múltiples servicios. De igual modo en sistemas de almacenamiento dentro de la ciudad, no hay un esquema de apoyo en el marco regulatorio en donde exista un modelo de negocio que funcione para los inversionistas y operadores.

Los sistemas de almacenamiento que participan del mercado eléctrico mayorista no cuentan con un régimen especial de apoyo, pero durante algunos años fue muy atractivo invertir en este tipo de sistemas de almacenamiento para participar en el mercado de energía de control primario de frecuencia hasta que este mercado se saturó. En la actualidad, debido a la crisis energética y la existencia de altos diferenciales de precios, se han realizado inversiones para arbitraje de energía.

Los sistemas de almacenamiento de baterías integrado a parques fotovoltaicos o eólicos (centrales eléctricas híbridas) no cuentan con un plan especial de apoyo para el sistema de almacenamiento y mantienen algunas dificultades para aplicarse en múltiples servicios. También existió una iniciativa relacionada al programa de licitación de suministro de energía que otorgaba una prima por kWh de energía vertida al mercado procedente de activos que combinan dos o más tecnologías de energía limpia (entre los cuales se contaba con sistemas de almacenamiento). Ejemplos de algunos proyectos adjudicados son:

- Sajonia, proyecto que combina una matriz solar fotovoltaica de 13,5 MW con un sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) de 3,7 MWh.

- En el parque solar de Büttel de 35 MW se instaló un sistema de almacenamiento de energía por batería (BESS) de 12 MW y una capacidad de almacenamiento de energía de 8 MWh, lo que significa una duración de descarga de 40 minutos (0,66 horas).

Un obstáculo para el uso del almacenamiento de energía es la aplicación de tarifas de uso de la red. El marco regulatorio define un cargo de red cuando la electricidad se consume para almacenamiento y luego nuevamente cuando se utiliza para el consumo final de la energía previamente almacenada. Para evitarlo, existe una exención de estos cargos que es válida hasta 2026, y aún no está claro si se prorrogará. Sin embargo, este tipo de cargos contradice ciertos principios de instituciones como la Directiva Europea del Mercado Interior (BMRL) y la Regulación del Mercado Interior de la Electricidad (BMVO), ya que estipulan que las tarifas de red no deben constituir una desventaja para el almacenamiento de energía y que debe excluirse cualquier discriminación positiva o negativa contra la energía eléctrica almacenada temporalmente (como el artículo 18 de la BMVO y la cláusula 39 de la BMVO). La expiración de la exención de la tarifa de red ya está teniendo un impacto significativo en los planes y la toma de decisiones para nuevos proyectos de almacenamiento a gran escala, ya que la puesta en marcha se produciría después de esta fase de exención. Debido a estas incertidumbres legales, los planes para ciertas nuevas instalaciones de almacenamiento frente al medidor ya se han suspendido y es posible que los proyectos iniciados no continúen. Por lo tanto, se espera que la normativa se modifique para que no incluya plazos de expiración de las exenciones de cargos de red, sino que elimine los cargos dobles de red de forma permanente.

8.1.4 Otros países

8.1.4.1 Australia

En Australia existen incentivos para la adopción de baterías en uso residencial y también existe financiamiento para promover sistemas de almacenamiento de gran escala mediante una institución de gobierno.

Marco Regulatorio

Los gobiernos estatales han tomado la iniciativa en la introducción de políticas y ofreciendo incentivos para los sistemas de almacenamiento de energía en baterías en el país, lo que ha resultado en un crecimiento continuo para el mercado detrás del medidor, especialmente en los últimos tres años. En Australia hay tres fuentes principales de reembolsos o incentivos solares disponibles: Gobierno federal, Gobiernos estatales (algunos, pero no todos) y Minorista de electricidad (en ocasiones – dependiente del minorista). En el caso de los incentivos de gobierno federal, estos existen bajo el “Renewable Energy Target” impulsado por el gobierno australiano. Hay dos esquemas que gestiona el Regulador de Energías Limpias bajo este incentivo federal: El objetivo de energía renovable a gran escala (LRET), que fomenta la inversión en centrales eléctricas renovables, y el plan de energía renovable a pequeña escala (SRES), que respalda instalaciones a pequeña escala, como paneles solares domésticos y sistemas solares de agua caliente. Los sistemas de energía renovable a pequeña escala, como los sistemas de

paneles solares, los sistemas eólicos a pequeña escala, los sistemas hidroeléctricos a pequeña escala, los calentadores de agua solares y las bombas de calor de fuente de aire, son todos elegibles bajo el SRES, que ofrece incentivos financieros a individuos y pequeñas empresas. Este SRES se logra mediante la creación de Certificados de Tecnología a Pequeña Escala (STC). Para ayudar a Australia a cumplir su plan de energía renovable, el gobierno federal desarrolló el plan en 2011. El plan se está eliminando gradualmente y los valores de STC disminuirán desde el 1 de enero hasta 2030. El plan finalizará el 31 de diciembre de 2030. A las baterías se les asigna un número específico de STC con valor. El valor total de los STC generalmente se deduce del costo total de su sistema para obtener un descuento en el punto de venta. Esto generalmente resulta en miles de dólares ahorrados. Las medidas se pueden resumir en:

- Solar Victoria ofrece un reembolso por batería solar en el punto de venta de hasta un máximo de \$2,950 para ayudar a las familias victorianas que desean instalar una batería solar. Ahora hay 723 reembolsos disponibles. Las solicitudes de reembolsos para baterías se cerraron el 30 de junio del 2023 y la oferta de préstamo comenzó el 1 de julio de 2023.
- Para los victorianos que se inscriben en un programa Victoria Virtual Power Plant (VPP), el programa VPP ofrece mayores reembolsos por baterías solares a una tasa fija de \$4,174 para el costo inicial de una batería solar y su instalación.
- En Nueva Gales del Sur se tiene un programa llamado 'Empowering Homes' para otorgar préstamos que cubren los costos iniciales para la instalación de sistemas de almacenamiento de baterías y solares. El préstamo otorgado bajo este plan no tiene intereses y tiene un límite de hasta 14.000 dólares estadounidenses. El plan se introdujo originalmente para aumentar el despliegue de almacenamiento de baterías residenciales en el estado de Nueva Gales del Sur en Australia.
- Australia del Sur se ha estado incentivado el despliegue de sistemas de almacenamiento de energía en baterías en el estado desde 2015, cuando se anunció un incentivo de 5.000 dólares para que hogares, escuelas y empresas instalen almacenamiento en baterías. A esto le siguió la introducción de un subsidio para 40.000 hogares para la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en el hogar en 2018. El subsidio tenía un costo de 100 millones de dólares y tenía como objetivo proporcionar un incentivo máximo de 6.000 dólares a cada hogar.
- Australia Occidental no ofrece ningún reembolso por baterías solares, sin embargo, si se tiene un sistema solar y/o una batería solar, puede participar en el Programa de recompra de energía distribuida (DEBS). Este programa permite acceder a tarifas diferenciadas según la hora del día y acceder a ciertas ganancias. Dado que se paga un mayor precio por la electricidad exportada al final de la tarde y en la noche, cuando la demanda de electricidad y el costo minorista de la electricidad son más altos, estas tarifas representan con mayor precisión el costo de la electricidad en diferentes momentos del día. Tarifas máximas: la electricidad exportada entre las 15.00 y las 21.00 horas gana 10 centavos por kilovatio-hora (kWh); Tarifas valle: la electricidad exportada entre las 21.00 y las 15.00 horas gana 3 céntimos por kilovatio-hora (kWh).
- En el Territorio de la Capital Australiana (ACT) existen reembolsos e incentivos solares para hogares y empresas dentro del ACT. Estos incluyen Hall, Tharwa y Oaks Estate. Su nuevo sistema de batería debe cumplir con los siguientes criterios para calificar para un

reembolso: acoplado con paneles solares, conectado a la red eléctrica. El reembolso para el hogar es el valor mínimo de \$3500 o el 50 % del precio de la batería. El reembolso para empresas es el valor mínimo de \$35 000 o el 33 % del precio de la batería.

- En el norte de Australia, se puede solicitar un subsidio a través del Programa de baterías para hogares y empresas si es propietario de una vivienda, de un negocio o de una organización sin fines de lucro y desea comprar e instalar baterías e inversores. Se ofrece un subsidio de \$450 por kilovatio hora de capacidad utilizable del sistema de baterías, hasta un monto máximo de \$6,000, a propietarios de viviendas y empresas elegibles.

Proyectos

La Agencia Australiana de Energías Renovables (ARENA) del gobierno australiano brinda apoyo financiero para proyectos que involucran almacenamiento en baterías que ayuden a operar una red eléctrica con una mayor proporción de energía renovable. La Figura 59 presenta un mapa de los proyectos impulsados por ARENA.

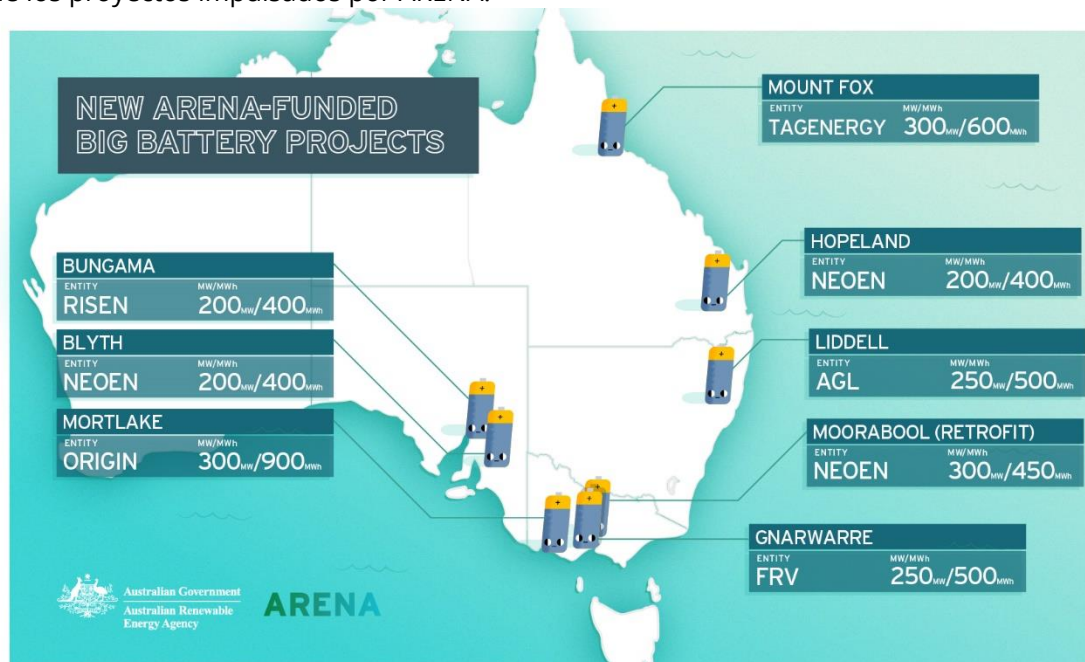


Figura 59: Proyectos promovidos por ARENA

Entre otros proyectos se cuentan:

- El Proyecto Yuri de Hidrógeno Renovable a Amoníaco implementará un electrolizador de 10 MW alimentado por 18 MW de energía solar fotovoltaica y respaldado por un sistema de almacenamiento de energía de batería de 8 MW, para generar hidrógeno renovable para producir amoníaco renovable en la vecina planta de amoníaco líquido de Yara Pilbara Fertilisers en Karratha, Australia Occidental.
- El proyecto del sistema de almacenamiento de energía Darlington Point es un nuevo sistema de almacenamiento de batería (LSBS) a gran escala de 25 MW / 50 MWh

conectado a la subestación Darlington Point de 132 kV de Transgrid en Nueva Gales del Sur.

- La estación de autobuses eléctricos de próxima generación de Transgrid y Zenobe Energy entregará una estación de autobuses eléctricos de próxima generación con 40 autobuses eléctricos junto con software de carga inteligente, energía solar fotovoltaica in situ y almacenamiento de baterías en el interior oeste de Sydney.
- La prueba de baterías de bajo voltaje de United Energy investigará la viabilidad técnica y comercial del uso de baterías montadas en postes conectadas a la red de bajo voltaje (BT) para gestionar las limitaciones y aumentar la capacidad de alojamiento de energías renovables.
- El proyecto solar y de almacenamiento de batería de flujo de vanadio compartido de Yadlamalka Energy es un proyecto innovador de energía renovable que comprende un sistema de almacenamiento de batería de flujo de vanadio (VFB) conectado a la red junto con energía solar fotovoltaica, el primero de su tipo en Australia, y tiene como objetivo demostrar la viabilidad técnica y comercial de VFB para proporcionar servicios auxiliares de control de energía y frecuencia (FCAS).
- TransGrid Wallgrove Battery construirá, probará y operará una batería de iones de litio de 50 MW / 75 MWh en la subestación Wallgrove en el oeste de Sydney. El proyecto utilizará baterías Tesla y demostrará su innovador producto de inercia sintética conocido como "Modo de máquina virtual". TransGrid ha firmado un acuerdo con Infigen para el uso de la batería de 50MW / 75MWh para servicios de mercado.

8.1.4.2 Estados Unidos

Recientemente, el Departamento de Energía ha anunciado una inversión de 325 millones de dólares en nuevos tipos de baterías que pueden ayudar a convertir la energía solar y eólica en energía las 24 horas. Los fondos se distribuirán entre 15 proyectos en 17 estados.

NYISO

El Operador Independiente del Sistema de Nueva York (NYISO) mantiene como meta llegar a 3 GW de almacenamiento para 2030 según la Ley de Liderazgo Climático y Protección Comunitaria (CLCPA) de Nueva York, implementada en 2019. La Hoja de Ruta del Almacenamiento de Energía establece un enfoque doble para la implementación del almacenamiento. El primer objetivo tiene como objetivo implementar 3 GW de almacenamiento masivo mediante la creación de un nuevo incentivo de crédito de almacenamiento indexado que se espera que aumente el valor para los clientes y brinde certeza a largo plazo para los proyectos. Por ejemplo, se han dispuesto créditos fiscales a partir de la Ley de Reducción de la Inflación para reducir el costo de instalación de almacenamiento independiente o acoplados a sistemas fotovoltaicos. Algunas condiciones del programa de incentivo (NYSERDA, 2021) para sistemas de almacenamiento para el sistema eléctrico consideran incentivos decrecientes por año desde el 2019 hasta el 2025 y que no excedan los 25 millones de dólares. No existe un tamaño máximo para el sistema de almacenamiento, pero sí deben ser mayores a 5 MW.

MISO

En mayo de 2023, el Estado de Minnesota ha aprobado un paquete de incentivos para la energía solar, el almacenamiento de energía, las microrredes y la resiliencia energética por un total de 80 millones de dólares. El Ómnibus de Política y Finanzas sobre Medio Ambiente, Recursos Naturales, Clima y Energía (HF 2310) incluye 7 millones de dólares para el primer programa de incentivos al almacenamiento de energía del estado para sistemas de almacenamiento de energía in situ y 250.000 dólares para un estudio que analice cómo el almacenamiento de energía puede ayudar al estado a lograr una descarbonización del 100%.

8.2 Propuestas

En términos generales, si bien este estudio está focalizado en analizar los sistemas de almacenamiento, es importante destacar que desde la política pública se deberían fomentar todas aquellas acciones que reduzcan los costos totales del sistema, tales como, eficiencia energética, gestión de la demanda, distribución de recurso renovable, etc. Muchas de estas acciones podrían reducir los requerimientos de infraestructura asociada a nuevas centrales, sistema de transmisión y sistemas de almacenamiento.

Es importante recordar que los sistemas de almacenamiento han estado presentes en el SEN desde hace muchos años a través de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación. Las principales diferencias con los sistemas que se analizan en este estudio tienen que ver con la capacidad de almacenamiento de las nuevas tecnologías, como BESS, CSP, centrales de bombeo, etc. (las centrales hidroeléctricas pueden tener capacidad de almacenamiento de días, semanas e incluso meses) y con la capacidad de almacenar energía a través de retiros de energía eléctrica (en vez de utilizar algún recurso renovable como el agua, el sol y el viento). En el pasado las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento se pudieron desarrollar bajo el mismo marco regulatorio actual, lo cual por cierto pasó por distintas modificaciones hasta converger a la regulación actual. En efecto, pasaron varios años para definir la metodología de reconocimiento de la potencia de suficiencia de las centrales hidroeléctricas definida en el reglamento de potencia, algo similar a la discusión observada actualmente con la incorporación nuevos tipos de almacenamiento. La principal razón por la cual no se han seguido desarrollando estos proyectos tienen que ver con los costos de desarrollo que los han hecho menos competitivos en comparación con otras fuentes renovables y a las barreras socio ambientales a las que han estado expuestos.

A continuación, se proponen distintos instrumentos y herramientas de incentivo y fomento posibles de implementar para acelerar la penetración de los sistemas de almacenamiento en la matriz energética chilena. La propuesta se realiza a partir de la síntesis de las actividades anteriores, los resultados de las entrevistas, la revisión de experiencias internacionales y los análisis propios del equipo consultor.

Propuesta de cambios regulatorios de corto plazo

1. Completar marco regulatorio actual bajo el cual operan los sistemas de almacenamiento: definir procedimiento que utilizará el Coordinador Eléctrico para realizar el despacho de los sistemas de almacenamiento, metodología de cálculo de los costos marginales operando con sistemas de almacenamiento⁸⁶ y metodología para definir reconocimiento de potencia de suficiencia para los distintos tipos de sistemas de almacenamiento. Es importante mencionar que la definición de estos procedimientos no garantiza que los sistemas de almacenamiento se vayan a desarrollar. Los ingresos calculados a partir de los distintos procedimientos no garantizan al desarrollador que el proyecto sea rentable. Sin embargo, otorgarían mayor certeza para la evaluación económica del proyecto.
2. Definir la fecha de entrada en vigencia de nuevos contratos de licitaciones de energía para clientes regulados teniendo en cuenta los tiempos de construcción de nuevas centrales con sistemas de almacenamiento (ejemplo, centrales bombeo, plantas CSP, etc.). De esta forma se busca que los tiempos de construcción de nuevas centrales no sea una barrera para participar de los procesos de licitación, permitiendo que nuevos agentes puedan presentarse y competir frente a las otras tecnologías que requieren menores tiempo de construcción. Por otra parte, se debe verificar que estos tiempos no sean excesivos y no pongan en riesgo el suministro de corto plazo. Es decir, se debe evaluar que la potencial reducción de costos por la entrada de centrales con sistemas de almacenamiento de menor costo de desarrollo compensa el potencial incremento de costos en el corto plazo.
3. Incluir en las licitaciones de suministro de los clientes regulados criterios de selección adicionales al precio de la energía. Debido a la entrada masiva de energías renovables variables se espera que en el futuro existan problemas de inercia, aumento de los requerimientos de control primario y secundario de frecuencia y problemas de cortocircuito. En la última licitación de suministro de las distribuidoras se definió que los costos por servicios complementarios que pagan los retiros sean traspasados a los clientes regulados. Estos costos son internalizados por clientes y no por los generadores que contribuyen al incremento de requerimientos sistémicos. Las centrales con sistemas de almacenamiento podrían ayudar a reducir estos requerimientos. Por tanto, en las licitaciones se podría definir un mecanismo de ponderación de los servicios sistémicos que puedan aportar algunas centrales. Por ejemplo, si una central con sistema de almacenamiento contribuye con inercia podría tener una ponderación mayor con respecto a una central que no contribuya a este requerimiento. Esta ponderación podría afectar solo el criterio de selección y no necesariamente el precio

⁸⁶ Debido a que los sistemas de almacenamiento pueden reducir los costos marginales, los ingresos por arbitraje (estimados con los costos marginales previo a la entrada en operación de los sistemas de almacenamiento) pueden verse afectados. Por tanto, se requiere la confirmación de las metodologías de estimación de los costos marginales.

ofertado. Lo ideal sería extender este criterio a las licitaciones organizadas por los clientes libres, sin embargo, la regulación actual no permite hacer este tipo de exigencias a dichos clientes.

4. El análisis de la estructura de costos para sistemas de almacenamiento tipo BESS muestra que los costos de inversión para plantas híbridas se podrían reducir en hasta un 45%, aumentando la competitividad de esta tecnología. La regulación actual define los sistemas de almacenamiento como aquel equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla, almacenarla y luego inyectarla a la red. En este sentido, la ley de almacenamiento vino a regular los sistemas de almacenamiento aislados. Las centrales renovables híbridas son aquellas centrales que poseen un sistema de almacenamiento, por ejemplo, solar fotovoltaico más BESS o centrales eólicas más BESS. La central híbrida podría tener distintos modos de operación: 1) Una parte de la energía producida se puede inyectar a la red y otra parte de la energía almacenarla en el BESS para luego inyectar en la noche. En este caso, el BESS tendría un modo de operación distinto al que define la ley ya que una parte de la energía almacenada no proviene de la red; 2) La central renovable podría siempre estar inyectando su energía a la red, sin nunca utilizar el sistema de almacenamiento para guardar parte de esa energía. Por su parte, el sistema de almacenamiento podría realizar retiros de la red para luego posteriormente inyectarlo. En este caso, el sistema de almacenamiento opera de acuerdo a la definición de la ley; 3) Por último, el sistema de almacenamiento de la central híbrida podría operar alternadamente según el punto 1) y 2) descrito anteriormente. Es decir, en algunos periodos de tiempo se podría cargar a partir de las inyecciones del recurso renovable y en otras ocasiones se podría cargar utilizando retiros de la red eléctrica. Considerando que la ley de almacenamiento regula los sistemas de almacenamiento puros, se debe aclarar si la regulación actual permite hacer retiros desde la red en centrales híbridas operando en los modos de operación 2) y 3) descritos anteriormente, de manera de aumentar la flexibilidad de operación y la reducción de los costos medios de desarrollo. Por ejemplo, la licitación de sistemas de almacenamiento que pretende hacer el gobierno vigente podría considerar la integración de sistema de almacenamiento en plantas renovables existentes o en nuevas plantas para reducir los costos de inversión. Asimismo, se recomienda analizar mecanismos de acceso abierto para sistemas de almacenamientos se puedan integrar a plantas existentes.
5. Los costos de sistema de transmisión actualmente se pagan a través del mecanismo de estampillado que se les aplica a los retiros. La regulación actual establece que los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Considerando que la regulación actual no es clara sobre el tratamiento de las plantas híbridas (ver punto anterior), este pago por el uso de sistema de transmisión se podría reducir o eliminar para aquellas plantas híbridas que demuestren que no aumentan los requerimientos de infraestructura del sistema de transmisión producto de retiros de energía desde la red. Asimismo, se debería promover la

instalación de sistemas de almacenamiento en puntos de la red donde no se aumenten los requerimientos de transmisión producto de los retiros de la red.

6. Ampliar el horizonte de evaluación del estudio anual que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional (“Informe de servicios complementarios”) para determinar los requerimientos de servicios complementarios. La instalación de infraestructura de almacenamiento (u otro tipo) que solucione los problemas de corto plazo podría quedar con capacidad ociosa si estos mismos servicios son provistos por nuevas centrales con capacidad de almacenamiento que se proyecta que entren en los próximos años. La infraestructura subutilizada se podría usar para proveer otros servicios. Se recomienda evaluar los requerimientos de servicios complementarios considerando un horizonte de evaluación de 4 a 5 años, plazo en el cual podrían entrar nuevos proyectos de generación habilitados proveer servicios complementarios.
7. Revisar la metodología de definición de unidad de punta ya que el informe más reciente que determina el costo de esta unidad (“Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”) no considera a los sistemas de almacenamientos puros como opción para proveer la demanda de punta del sistema. Esto se debe a que con anterioridad a la promulgación de la ley de almacenamiento, no se permitía la participación de sistemas de almacenamientos puros en las transferencias de potencia entre generadores. En caso de que cambie la tecnología de punta desde la turbina diésel a un sistema de almacenamiento puro debido a la disminución de los costos de inversión de estos últimos, esto podría tener consecuencia sobre la remuneración que reciben el resto de las centrales del sistema al disminuir el precio de la potencia de suficiencia.

Otras propuestas de cambios regulatorios:

8. En la medida que se tenga la certeza de la necesidad de incorporar capacidad de almacenamiento al sistema, se podría agregar este requerimiento en forma explícita en la licitación de suministro de los clientes regulados. El tamaño de los sistemas de almacenamiento (o centrales con sistemas de almacenamiento) debería ser proporcional a las necesidades de almacenamiento que puedan requerir los clientes regulados. Por ejemplo, en el bloque de noche y madrugada donde actualmente operan las centrales a carbón las cuales deberían dejar de operar.
9. Considerando las necesidades de almacenamiento que el sistema podría requerir (ver punto anterior), se recomienda ajustar el precio máximo de oferta de las licitaciones de clientes regulados, tomando en cuenta que los proyectos con sistemas de almacenamiento tienen costos de desarrollo más alto que las centrales sin sistema de almacenamiento. De esta forma, se busca evitar licitaciones desiertas o parcialmente desiertas producto de un precio máximo muy bajo.

10. Los grandes clientes libres y los clientes regulados representados por la CNE pueden tener la capacidad de detectar las necesidades de almacenamiento para su suministro eléctrico, lo cual puede ser incorporado como un requerimiento en las licitaciones privadas y licitaciones públicas. Sin embargo, clientes libres de menor tamaño podrían no ser capaces de identificar estas necesidades sistémicas. Si bien lo esperable es que los contratos de suministro fijen un precio fijo, los contratos podrían tener cláusulas de indexación a los costos marginales cuando el suministrador queda deficitario en el balance de transferencias de energía del mercado spot. Por tanto, parte de la energía del cliente podría ser adquirida en el mercado spot, exponiéndose a la variabilidad de los costos marginales. Se podría limitar la exposición a costo marginal promoviendo la firma de contratos con comercializadores que demuestren que poseen la infraestructura (potencialmente con una componente de almacenamiento) suficiente para garantizar el suministro de dichos contratos.

Otras recomendaciones

11. Se recomienda la aplicación de instrumentos de difusión para el levantamiento de barreras asociadas a la desconfianza en una o más tecnologías específicas de almacenamiento. Por ejemplo, actualmente existe desconfianza por parte de algunos clientes libres y por parte de algunos desarrolladores hacia la tecnología CSP. Es importante recordar que hace algunos años, antes del boom del hidrógeno verde, CORFO realizó esfuerzos importantes para desarrollar la tecnología CSP en Chile.
12. Reducir los tiempos de tramitación de los proyectos de almacenamiento. Asimismo, implementar las medidas necesarias para reducir los elevados tiempos para obtener permisos a terrenos donde se podrían desarrollar plantas CSP.
13. Generar la evidencia técnica para aclarar las críticas de que los cambios regulatorios en desarrollo estarían beneficiando a una tecnología de almacenamiento en particular. Por ejemplo, se debería presentar los análisis que demuestren que un sistema de almacenamiento de 5 horas debería tener el mismo reconocimiento de potencia de suficiencia que un sistema de mayor cantidad de horas.
14. Ampliar el número de opciones de tipos de sistemas de almacenamiento que son evaluadas en los ejercicios de planificación energética de largo plazo. Por ejemplo, incluir en la evaluación baterías tipo NAS, baterías de mayor duración (5 o más horas), CAES de mayor duración, etc.
15. Realizar sensibilidades con respecto a las estimaciones de costos y parámetros de modelación de las distintas tecnologías de almacenamiento. Por ejemplo, existe poca información para caracterizar los costos de inversión en Chile de centrales de bombeo, CAES, etc.; existe incertidumbre sobre el potencial de desarrollo de CAES; existe incertidumbre en la cantidad de ciclos que pueden durar los distintos tipos de baterías, etc. A partir de lo anterior, se recomienda ampliar el número de escenarios evaluados en los ejercicios de planificación. Por ejemplo, las tendencias costo de inversión de las

plantas CSP son independientes de las tendencias de los costos de baterías, por tanto, el escenario “bajo” de proyección de costos de plantas CSP es compatible con un escenario “alto” de proyección de las baterías y viceversa.

16. Los requerimientos de capacidad de almacenamiento dependen de la distribución del recurso renovables, sin embargo, existe incertidumbre en cómo se distribuirá este recurso a lo largo del país en los próximos años. Por ejemplo, la mayoría de los ejercicios previos de planificación proyectan una participación importante de generación eólica y que parte de la futura demanda en las horas de tarde y noche será suministrada por esta tecnología. Se recomienda realizar sensibilidades con respecto a la distribución del recurso renovable, por ejemplo, la distribución de la energía eólica que es la que se proyecta que aumentará significativamente en el futuro y podría satisfacer parcialmente las necesidades de almacenamiento del sistema (al cubrir parte de la demanda de la noche y madrugada).

Propuesta de cambios regulatorios de mediano y largo plazo

17. Las plantas virtuales permiten la agregación de recursos distribuidos para que clientes regulados y libres puedan participar del mercado mayorista de la energía, servicios complementarios y potencia. Por recursos distribuidos se entiende a las centrales de generación, sistema de almacenamiento, la gestión de la demanda, entre otros. La regulación actual no permite la participación de “Plantas Virtuales”, por tanto, se requieren cambios regulatorios que permitan su participación. Algunos de los cambios regulatorios que se detallan en estudio previo (Centro de Energía 2020, Centro de Energía 2023 a) son: 1) Definir la figura del “generador o planta virtual” en la regulación eléctrica (de manera similar a como se hizo con la definición de sistema de almacenamiento), 2) Definir y habilitar la participación de las plantas virtuales en los mercados de energías, servicios complementarios y potencia de suficiencia. En el proyecto de ley de reforma a la ley de distribución que se impulsó en el gobierno anterior (“ley larga”, la cual finalmente no avanzó en su tramitación), la definición de la planta virtual se enmarca dentro de la propuesta de definición de la figura del comercializador “puro”. El objetivo era extender la figura de comercializador a otros segmentos. De esta forma, un “comercializador” se encargaba de la comunicación del Coordinador Eléctrico y de gestionar los recursos distribuidos incluidos dentro de una planta virtual.
18. El desarrollo de micro redes y sistemas de almacenamiento se podría incentivar a través del desarrollo de política de adaptación y resiliencia del sector energía ante el cambio climático. En estudio previo (Centro de Energía, 2023 b) se propone una serie de requerimientos a incorporar en una guía de adaptación del cambio climático en Chile. La propuesta se basa, en parte, en la revisión de las experiencias internacionales sobre políticas de adaptación del sector energía ante el cambio climático. Por ejemplo, se revisa la experiencia del caso California. En dicho estado la regulación exige a las empresas distribuidores de electricidad y de gas a desarrollar un análisis de

vulnerabilidad al cambio climático considerando los siguientes aspectos: 1) análisis del riesgo climático sobre las operaciones, servicios e infraestructura; 2) análisis de propuestas para abordar y mitigar los riesgos identificados; 3) análisis del riesgo climático sobre infraestructura que está bajo contrato con otras empresas; 4) Cubrir un horizonte de evaluación de 20 a 30 años; 5) Completar el plan cada 4 años. La inversión en infraestructura para aumentar la resiliencia del sector energía se financia parcialmente a través de un cargo incorporado como parte de las tarifas que pagan los clientes finales.

19. Recientemente se han realizados estudios para analizar la factibilidad de pasar de un esquema de despacho centralizado basado en costos auditados a un mercado de oferta de energía. Bajo este esquema, las centrales se deben hacer cargo de las desviaciones de oferta de energía que realizan el día anterior. Los sistemas de almacenamiento permitirían reducir esta desviación de pronóstico de las centrales renovables. Por otra parte, en el mercado de la energía los sistemas de almacenamiento podrían ofertar el precio de venta de su energía a un valor que les permita cubrir una parte importante de sus costos de desarrollo. Sin embargo, no existe garantía que la oferta de energías sea adjudicada en el mercado de corto plazo (se requiere que el precio sea competitivo frente a otras ofertas), que los ingresos sean estables y que se cubran adecuadamente todos los costos. Alternativamente también se ha evaluado mantener el mercado actual basado en costos auditados, pero exigiendo a los generadores que se hagan cargo de las desviaciones (mercado day-ahead).
20. Por último, es importante mencionar que en la sección 6.4 se describe una serie de medidas para mitigar el riesgo de suministro.

9 Conclusiones

Durante el desarrollo de este estudio se logra analizar la estructura de costo de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento y se analiza la evolución que podrían tener estos costos en el futuro. Para algunos tipos de sistemas de almacenamiento existe información para caracterizar adecuadamente los costos, sin embargo, para algunos tipos de BESS, baterías de Carnot, NAS y sistema de bombeo, existe poca información a nivel nacional, por lo que las estimaciones de costos de inversión tienen una incertidumbre bastante elevada, la cual debería ser abordada en los ejercicios de planificación de largo plazo.

Para la mayoría de los sistemas de almacenamiento se observa una alta dependencia de China como proveedor tecnológico. Para abordar el riesgo de suministro se propone una serie de medidas considerando dos modelos de desarrollo, uno como desarrollador tecnológico y otro como importador de tecnología (situación actual). Para el primer enfoque se proponen medidas como el fomento a la industria local, el desarrollo de estrategias de materiales críticos, la firma de acuerdos internacionales de comercio e inversión, desarrollo de incentivos para la atracción de empresas, entre otras. Para el modelo clásico actual se proponen medidas como la diversificación de proveedores, la compra conjunta entre varios países o empresas, el incentivo a la atracción de instalaciones de empresas extranjeras en Chile, políticas de economía circular, entre otras.

Los sistemas de almacenamiento pueden proveer distintos servicios de red los cuales fueron caracterizados como servicios de energía o generación eléctrica, de potencia de suficiencia, servicios complementarios, transmisión, distribución y servicios gestión energética de cliente. Se logra analizar como los distintos tipos de almacenamiento son capaces o no de proveer estos servicios y las remuneraciones asociadas considerando la regulación vigente.

Finalmente, se proponen 20 acciones del tipo regulatorias y no regulatorias que podrían ayudar a acelerar la penetración de los sistemas de almacenamiento en la matriz energética chilena.

10 Bibliografía

1. IRENA, 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.
2. Coordinador Eléctrico Nacional, 2023. Propuesta de Expansión de la Transmisión. Proceso de Planificación de la Transmisión.
3. INODÚ, 2019. Estudio de Determinación de Costos por Tecnología de Generación.
4. NREL, 2016. Battery Energy Storage Market: Commercial Scale, Lithium-ion Projects in the U.S.
5. NREL, 2022. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, with Minimum Sustainable Price Analysis.
6. NREL, 2023. Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Technologies.
7. BloombergNEF, 2020 Energy Storage Costs Survey 2020.
8. Lisette Cupelli, Nikhil Barve, Antonello Monti, 2017. Optimal Sizing of Data Center Battery Energy Storage System for Provision of Frequency Containment Reserve. RWTH Aachen University – FEN Research Campus
9. Fraunhofer CSET / Explorador H2 Solar <https://www.exploradorhidrogenoverde.cl/>
10. H. Holttinen et al., "Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canada, 2013, pp. 1-10, doi: 10.1109/PESMG.2013.6673067.
11. National Grid, 2016 Enhanced Frequency Response
12. EASE, 2021. Energy Storage Applications Summary
13. Garvin A. Heath, Dwarakanath Ravikumar, Brianna Hansen, Elaine Kupets, 2022. A critical review of the circular economy for lithium-ion batteries and photovoltaic modules – status, challenges, and opportunities
14. EIA, 2022. Securing Clean Energy Technology Supply Chains
15. Australian Energy Market Operator (AEMO), 2023. LFAS market participation. Sitio web: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/participate-in-the-market/information-for-current-participants/lfas-market-participation> (Consultado en septiembre 2023)

16. Denholm, Paul, Yinong Sun, and Trieu Mai. 2019. An Introduction to Grid Services: Concepts, Technical Requirements, and Provision from Wind. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72578.
<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72578.pdf> (Consultado en septiembre 2023).
17. France's Transmission System Operator, 2023. Respond to the manual frequency restoration reserve and replacement reserve calls for tenders. <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/respond-to-the-manual-frequency.html> (Consultado en agosto 2023).
18. Augustine, Chad, and Nate Blair. Energy Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5700-78694. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>.
19. CEN, Coordinador Eléctrico Nacional, 2023. Informe de Servicios Complementarios 2024.
20. P. Montero-Robina, K. Rouzbehi, F. Gordillo and J. Pou, "Grid-Following Voltage Source Converters: Basic Schemes and Current Control Techniques to Operate With Unbalanced Voltage Conditions," in IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society, vol. 2, pp. 528-544, 2021, doi: 10.1109/OJIES.2021.3121764.
21. V. Knap, S. K. Chaudhary, D. -I. Stroe, M. Swierczynski, B. -I. Craciun and R. Teodorescu, "Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3447-3456, Sept. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2503565.
22. D. Pattabiraman, R. H. Lasseter. and T. M. Jahns, "Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System," 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, USA, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586162.
23. M. R. Amin et al., "Frequency Control using Grid-forming and Grid-following Battery Energy Storage Systems," 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/RTUCON53541.2021.9711699.
24. H. Firoozi, H. Khajeh and H. Laaksonen, "Optimized Operation of Local Energy Community Providing Frequency Restoration Reserve," in IEEE Access, vol. 8, pp. 180558-180575, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3027710.
25. J. Hernández, I. Gyuk and C. Christensen, "DOE global energy storage database — A platform for large scale data analytics and system performance metrics," 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Wollongong, NSW, Australia, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/POWERCON.2016.7754009.

26. E. Namor, F. Sossan, R. Cherkaoui and M. Paolone, "Control of Battery Storage Systems for the Simultaneous Provision of Multiple Services," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 3, pp. 2799-2808, May 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2810781.
27. Dominique Alonso Sørensen, Daniel Vázquez Pombo, Esther Torres Iglesias, "Energy storage sizing for virtual inertia contribution based on ROCOF and local frequency dynamics", 2023.
28. Rahul Walawalkar, Jay Apt, Rick Mancini, "Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York", 2007
29. Michael Milligan, "Sources of grid reliability services", 2018.
30. Botero, Jesús/Cardona, David et. al. (2020). Transición energética en Alemania e integración de fuentes de energías no convencionales (Energy Transition in Germany and Integration Non-Conventional Energy Sources)
31. Gobierno de España, 2021. ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf
32. El periódico de la Energía, 2023. El sector renovable del Reino Unido pide inversión en almacenamiento por bombeo. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-sector-renovable-del-reino-unido-pide-inversion-en-almacenamiento-por-bombeo/>
33. La Razón, 2023. España, futuro paraíso del almacenamiento con baterías. https://www.larazon.es/medio-ambiente/energia-en-positivo/espana-futuro-paraíso-almacenamiento-baterías_2023071264ae573ef7868800013d4bc6.html
34. Energías Renovables, 2023. España recibe 350 millones de fondos europeos para fomentar el almacenamiento renovable. <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/espana-recibe-350-20230707>
35. Pusceddu, E. Zakeri, B. Castagneto, G, 2021. Synergies between energy arbitrage and fast frequency response for battery energy storage systems. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261920316640>
36. El periódico de la Energía, 2021. El Reino Unido necesita 24 GW de almacenamiento para integrar la energía eólica. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-reino-unido-necesita-24-gw-de-almacenamiento-para-integrar-la-energia-eolica/>
37. Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2021. Transitioning to a Net Zero Energy System: Smart Systems and Flexibility Plan 2021.

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1003778/smart-systems-and-flexibility-plan-2021.pdf

38. Solar Battery System Rebates, Subsidies, & Incentives
<https://www.energymatters.com.au/residential-solar/battery-system-rebates/>
39. NYSEDA, Bulk Energy Storage Incentive Program. Abril 2021. Disponible en <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Energy-Storage-Program/Developers-Contractors-and-Vendors/Bulk-Storage-Incentives>
40. Dr. Ing. Dipl. Phys. Michael Geyer, Dr. rer. nat. Dipl. Ing. Franz Trieb, Dipl. Ing. Stefano Giuliano, for DLR, August 2020. Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/09/200928-GIZ-Chile-ExecSummary-v6-English-corrected.pdf>
41. Ríos, Cristián, 2016. Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile.
42. Michael Geyer, Franz Trieb, Stefano Giuliano, 2020. Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile
43. Ramasamy et al. 2022. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022. United States: N. p., 2022. Web. doi:10.2172/1891204.
44. L. Cupelli et al, Chapter Four - Simulation Tools and Optimization Algorithms for Efficient Energy Management in Neighborhoods, Energy Positive Neighborhoods and Smart Energy Districts, Academic Press, 2017.
45. Cole, Wesley, Akash Karmakar. (2023). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. NREL/TP-6A40-85332
46. Augustine, Chad, and Blair, Nathan. Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report. United States: N. p., 2021. Web. doi:10.2172/1785959.
47. Centro de Energía, 2020. Prospection in Energy Digitalization in Chile. Disponible en https://www.energypartnership.cl/fileadmin/user_upload/chile/media_elements/Studios/CHL_20201130_Prospection_in_Energy_Digitalization_in_Chile_01.pdf
48. Centro de Energía, 2023 (a). Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del sector Energía. Disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/centroenergia-2023_digitalizacion_del_sector_energia_en_chile.pdf

49. Centro de Energía, 2023 (a). Análisis de Infraestructura Resiliente a la Crisis Climática para el Sector Energético.

11 Anexos

11.1 Entrevistas

Durante el desarrollo del proyecto se realizan una serie de entrevistas a distintas instituciones relacionadas con el desarrollo de sistema de almacenamiento. La entrevista consiste en una reunión con el equipo consultor de forma remota, de aproximadamente una hora con preguntas guía, pero de conversación libre. Los datos son anónimos en el estudio, y solo se conservará el nombre de la institución que representa. En la misma línea, la conversación no es grabada, y solo se tomarán notas escritas.

Las preguntas para abordar durante la reunión son las siguientes:

1. ¿Cuáles son los principales riesgos a lo que están expuestos los desarrolladores de sistemas de almacenamiento?
2. ¿Cuáles son sus expectativas sobre la evolución de los costos de desarrollo de esta tecnología?
3. ¿Cuáles serán las tecnologías dominantes que usted estima se desarrollarán en el futuro? ¿Cuáles considera usted que son las tecnologías con mayor potencial? ¿y cuáles piensa usted que serán las tecnologías dominantes en el futuro?
4. ¿Qué modelos de negocios relacionados a los sistemas de almacenamiento cree que deben ser impulsados? Y ¿Cuáles son los cambios regulatorios necesarios?
5. En el futuro Reglamento de la ley de almacenamiento, ¿qué aspectos críticos estima que deban ser incluidos?
6. ¿Cuáles son los mecanismos de incentivos que estiman primordiales para potenciar el desarrollo de sistemas de almacenamiento a gran escala?
7. ¿Cuáles servicios específicos estima que los diferentes sistemas de almacenamiento deben ofrecer, para que efectivamente puedan contribuir en superar/suplir la falta de capacidad de la red de transmisión existente? ¿Qué oportunidades considera que tienen los sistemas de almacenamiento de corta y larga duración en el mercado actual de servicios complementarios?
8. ¿Qué oportunidades visualiza en la transición de centrales ERNC ya establecidas, hacia centrales renovables con capacidad de almacenamiento?

A continuación, en la Tabla 37 se presenta un resumen de las entrevistas realizadas a distintos actores relevantes del sector eléctrico. Hasta la fecha de este informe, se han enviado 15 invitaciones y se han concretado 11 entrevistas.

Tabla 37: Resumen de resultados de entrevistas.

Pregunta	Resumen de comentarios
¿Cuáles son los principales riesgos a lo que están expuestos los desarrolladores de sistemas de almacenamiento?	Desconfianza en la tecnología, desinformación (CSP) Fallas en la tecnología (CSP) Elevados tiempos para obtener terrenos para desarrollar proyectos CSP Dependencia de China como proveedor tecnológico Demanda de litio para sistema de almacenamiento para electromovilidad versus sistemas estacionarios Demanda de Chile pesa poco Marco regulatorio incompleto Regulación actual no permite determinar con certeza los ingresos posibles de sistemas de almacenamiento. Falta de financiamiento de bancos para proyectos que dependen de arbitraje de energía Anuncio de licitación de 2 GW de almacenamiento compite con soluciones que estaban analizando empresas privadas Sobre instalación de sistema de almacenamiento podría reducir costos marginales e ingresos por arbitraje
¿Cuáles son sus expectativas sobre la evolución de los costos de desarrollo de esta tecnología?	Costos de inversión han bajado significativamente para centrales CSP (de 5300 a 3300 US\$/kW) Mejoras en la eficiencia en la tecnología CSP desarrolladas por China podrían bajar de precio Se espera un “boom” de desarrollo de tecnología CSP Incremento del precio del litio podría encarecer precio de la batería Costo de batería NAS podría ser competitiva con respecto a batería de litio para baterías de duración de 6 -9 horas Costo de batería de NAS podrían bajar por entrada de nueva planta en Japón La tecnología del inversor debería tener costos comparables (grid-forming y grid-following) gracias al avance tecnológico.

Pregunta	Resumen de comentarios
	CAES es una tecnología donde existe un potencial de desarrollo y antecedentes de estudios de terrenos. Sin embargo, requiere estudios geofísicos con mejor detalle y de impacto ambiental como por ejemplo para extracción de aguas.
¿Cuáles serán las tecnologías dominantes que usted estima se desarrollarán en el futuro? ¿Cuáles considera usted que son las tecnologías con mayor potencial? ¿y cuáles piensa usted que serán las tecnologías dominantes en el futuro?	Se espera mix tecnológico (CSP, baterías, etc.) Batería es lo más seguro y conocido Batería litio, sistema de bombeo Baterías, volantes de inercia, H2
¿Qué modelos de negocios relacionados a los sistemas de almacenamiento cree que deben ser impulsados? Y ¿Cuáles son los cambios regulatorios necesarios?	Pendiente norma de coordinación de la operación que incluya los sistemas de almacenamiento. No está claro cómo coordinador despachará a los sistemas de almacenamiento y se determinarán costos marginales Pendiente reglamento/norma para regular ingresos por potencia de suficiencia de sistema de almacenamiento Pagos potencia no incentivan sistemas de almacenamiento de duración mayor a 5 horas. Fijar incentivos claros sin subsidiar Bases de licitación de demanda distribuidoras y mecanismo de incentivos a los sistemas de almacenamiento recibe buenos comentarios Periodo transitorio para determinar ingresos por potencia sistemas de almacenamiento recibe buenos comentarios Modelo marginalista de oferta no soluciona problema de sistema de almacenamiento Regulación actual no incentiva el desarrollo de sistemas de almacenamiento distribuido.
En el futuro Reglamento de la ley de	Reconocimiento para sistemas de almacenamiento de duración mayor a 5 horas

Pregunta	Resumen de comentarios
almacenamiento, ¿Qué aspectos críticos estima que deban ser incluidos?	Definición de modo de operación y despacho de baterías Descuento (máximo 15 USD/MWh) en base de licitación podría no ser suficiente. Restringir exposición al mercado spot en licitaciones de suministro.
¿Cuáles son los mecanismos de incentivos que estiman primordiales para potenciar el desarrollo de sistemas de almacenamiento a gran escala?	Reconocer potencia de baterías (pagos por capacidad) Mejora en tramitación de proyectos (pueden ser lentos y burocráticos en permisos). Uso para levantar restricciones del sistema de transmisión.
¿Cuáles servicios específicos estima que los diferentes sistemas de almacenamiento deben ofrecer, para que efectivamente puedan contribuir en superar/suplir la falta de capacidad de la red de transmisión existente? ¿Qué oportunidades considera que tienen los sistemas de almacenamiento de corta y larga duración en el mercado actual de servicios complementarios?	Arbitraje de energía. Aporte a los servicios complementarios. Aporte a la suficiencia. Reducción de congestiones en sistema de transmisión y distribución. CSP para pequeña esquila. CSP para satisfacer demanda de desalación, producción de hidrógeno, etc. CSP para producción de calor.
¿Qué oportunidades visualiza en la transición de centrales ERNC ya establecidas, hacia centrales renovables con capacidad de almacenamiento?	Se necesita sistemas de almacenamientos para arbitraje de energía (congestiones del sistema de transmisión). Incertidumbre asociada al financiamiento provoca pocas oportunidades para empresas pequeñas.

11.2 Modelo de costos para sistemas de baterías

Se entrega como anexo a este informe modelo en Excel para estimar costos asociados a sistemas de almacenamiento del tipo batería. El Excel también modelos de cálculo de LCOE para centrales CSP.

11.3 Casos de estudio de hidrógeno

11.3.1 Proyectos de celdas de combustibles

El sistema PEMGen de 1 MW de Nedstack incorpora 120 pilas Nedstack FCS 13-XXL en un contenedor ISE clásico de 40 pies. Esto demuestra que una opción para la ampliación es aumentar el número de pilas dentro de un diseño de sistema. La vida útil de los componentes BoP se indica con 20 años y se requiere reemplazar las pilas cada 24,000-30,000 horas de funcionamiento.

Muchos fabricantes afirman que pueden proporcionar sistemas personalizados de varios MW simplemente aumentando el número de pilas en sus sistemas de celdas de combustible estándar hasta la capacidad requerida. Sin embargo, como se muestra en el siguiente capítulo, para la mayoría de los fabricantes, estos grandes sistemas multi-MW serán plantas piloto de varios MW únicas en su tipo. En la Figura 60 se presenta un ejemplo comercial de este tipo de celdas.



Figura 60: Ejemplos de sistemas de celdas de combustible estacionarios comerciales. Imagen de PemGen de 1 MW - CHP-FCP1000 de Nedstack (izquierda) y diseño de un sistema Doosan de 440 kW (derecha)⁸⁷

Proyectos de demostración

Proyecto DEMCOPEM de 2 MW (2020):

- Integrado en una planta de producción de electrólisis de cloro-álcali (CA) en Yingkou, China.
- Pilas PEMFC de Nedstack.

⁸⁷ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.

- 2 MW en operación.
- Calor disponible a 60°C.
- Eficiencia de conversión neta superior al 50% en energía eléctrica a nivel del sistema y superior al 85% (calor y electricidad).
- Más de 2 años (16,000 horas) de vida útil de las pilas de celdas de combustible sin necesidad de reparaciones o mantenimiento de la membrana.



Figura 61: HDF Energy - CG Demo (2019)⁸⁸.

- Sistema de celdas de combustible en contenedor en Martinica.
- Pilas PEMFC de Ballard.
- 1 MW (2x 500 kW pilas).
- Combinado con una batería.
- Más de 30,000 horas de operación para las pilas hasta el momento (objetivo de 40,000 horas).
- Objetivo: Viabilidad de operación del sistema durante 15 años (celdas de combustible y purificación).

⁸⁸ Fraunhofer ISE y Fraunhofer Chile. Estudio privado realizado para Industria Minera, 2021.



Figura 62: Daesan Hydrogen-Fuel-Cell Power Generation (2018) (Estudio Fraunhofer ISE para la Industria Minera, año 2021)

- Ubicación: Complejo Industrial Daesan en Seosan, Corea.
- Pilas PAFC de Doosan Corporation.
- 50 MW en funcionamiento desde 2020.
- Fuente de H₂: subproducto de la industria petroquímica.
- La planta de energía de celdas de combustible de hidrógeno más grande del mundo en la industria.
- 400,000 MWh de electricidad por año.
- Costo del proyecto: USD 212 millones.



Figura 63: Complejo Industrial Daesan en Seosan, Corea. Fuente: Daesan Hydrogen-Fuel-Cell Power Generation (2018)⁸⁹

11.3.2 Proyectos de combustión

El número de sistemas CHP (generación combinada de calor y energía) comercialmente disponibles con motores de combustión interna que funcionan con hidrógeno es limitado. Una planta piloto de 1 megavatio de INNIO Jenbacher y Hanse Werke AG representa el primer motor de gas a gran escala en el rango de 1 MW que puede funcionar tanto con un 100% de gas natural como con mezclas variables de gas natural e hidrógeno de hasta un 100% de hidrógeno. Así mismo, el proveedor alemán 2G Energy suministra de igual forma unidades de generación en el rango de 115 a 750 kW eléctricos, como se aprecia en la Figura 64 de sus productos adaptados a hidrógeno:

⁸⁹ <https://fuelcellworks.com/news/daesan-hydrogen-fuel-cell-power-plant-completed-with-help-of-doosan-fuel-cells/>

Figura 64: Productos adaptados a hidrógeno.

World's First 100% H₂ CHP

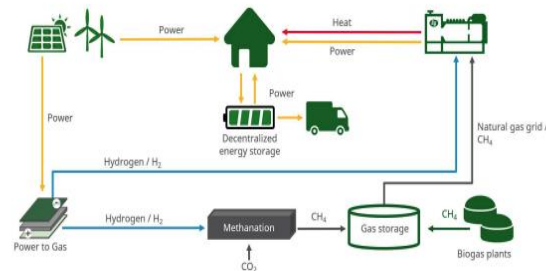
2G has adapted an efficient natural gas CHP system that can use pure hydrogen in an economically friendly and reliable way for the decentralized generation of electricity and heat.

- 100% green hydrogen (H₂) as a climate-neutral fuel for combined heat and power
- Highly efficient, field-tested natural gas engines from the agentor, aura and avus product lines are the backbone of our hydrogen CHP lineup
- Wide range of gas types from pure hydrogen to variable gas mixtures with natural gas or lean gases
- Hydrogen engine CHP more robust and cheaper than fuel cells
- Delivery as a ready-to-connect container solution possible



Type	Output			Efficiency		
	Electrical	Thermal		Electrical	Thermal	Total
agentor 404c	115 kW	129 kW	440 MBTU	37.7 %	42.3 %	80.0 %
agentor 406	170 kW	183 kW	624 MBTU	39.0 %	41.9 %	80.9 %
agentor 408	250 kW	250 kW	853 MBTU	40.2 %	41.9 %	82.1 %
agentor 412	360 kW	371 kW	1,266 MBTU	40.5 %	41.7 %	82.2 %
agentor 420	750 kW	687 kW	2,344 MBTU	41.1 %	39.3 %	80.4 %

2G Energy's standard natural gas engines can be fueled retrofitted to run on hydrogen anytime on site.



2G Combined Heat & Power

Ejemplos de proyectos de demostración:

Stadtwerk Hassfurt (2018)

- Location: Hassfurt, Germany
- CHP type: Agenitor 406 H2
- Electrical Power: 170 kW
- H2 source: PtG plant, electricity by nearby wind farm

Proveedor 2G Energy (<https://www.2g-energy.com/products/hydrogen>)



Figura 65: INNIO & Hansewerke AG (2020).).

- Location: Hamburg, Germany
- CHP type: Jenbacher Type 4 gas engine
- Electrical Power: 1 MW
- Pilot plant with H2-natural gas mixture and 100 % H2



Figura 66: Hamburg, Germany

El OpEx es un componente de costo significativo para los sistemas estacionarios de almacenamiento de hidrógeno. Para OpEx, el tamaño relativo de los costos fijos y variables es de alrededor de 70/30⁹⁰ (Fuente: Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications) para la mayoría de las tecnologías de almacenamiento consideradas aquí. El costo fijo depende en gran medida del CapEx; por lo tanto, reducir el CapEx del sistema de almacenamiento puede ayudar a disminuir considerablemente el OpEx.

Para evaluar los costos futuros, es esencial considerar la tasa de aprendizaje de las tecnologías. Los hidruros metálicos y LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) son tecnologías emergentes de almacenamiento de hidrógeno, con interesantes perspectivas de desarrollo.

⁹⁰ Zainul Abdin, Kaveh Khalilpour, Kylie Catchpole. Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications. Energy Conversion and Management, Volume 270, 2022, 116241, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116241>.
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422010184>)

