



DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES EN EL MARCO REGULATORIO CHILENO PARA LA PROMOCIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



ÍNDICE

Tabla de contenido

1	AGRADECIMIENTOS	7
2	INTRODUCCIÓN	2
3	TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	5
3.1	Almacenamiento por bombeo hidroeléctrico	6
3.2	Centrales Solares Termoeléctricas (CSP)	6
3.2.1	Tecnología Cilindro-parabólica	7
3.2.2	Tecnología de torre	7
3.2.3	Tecnología de disco Stirling	8
3.2.4	Tecnología de Concentradores lineales de Fresnel	8
3.3	Almacenamiento Electroquímico en Baterías	9
3.3.1	Baterías de plomo ácido	9
3.3.2	Baterías de Níquel-Cadmio	9
3.3.3	Baterías de Zinc-Aire	10
3.3.4	Baterías de Ion Litio	10
3.3.5	Tipos de baterías de Litio	11
3.3.6	Baterías de Flujo	13
3.3.7	Tipos de baterías de Flujo	14
4	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN GENERACIÓN Y TRANSPORTE	18
4.1	Aplicaciones de BESS	18
4.2	Plantas generadoras híbridas VRE con BESS	20
4.3	BESS como elementos de infraestructura en sistemas de transmisión	21
4.4	Eficiencia Económica en Despacho de Generación	25
4.5	Equilibrio oferta demanda en tiempo real	28
4.6	Sistemas de almacenamiento de energía para control rápido de frecuencia	29
4.7	Sistemas de almacenamiento de energía para control dinámico de tensión	29
4.8	Partidas en Negro de Generadores (Black Start)	30
5	INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS Y DESCARBONIZACIÓN	32
5.1	Operación del Sistema Eléctrico	32
5.2	Dinámica de potencia activa / frecuencia	33
5.3	Reemplazo tecnológico de máquinas rotatorias	34
5.4	Comparación de servicios provistos por máquinas rotatorias y estáticas	35

6	MODELOS DE NEGOCIO	37
6.1	Definición de tipos de Modelo de Negocio	37
6.2	Plantas generadoras híbridas VRE con BESS	37
6.3	Arbitraje con BESS	38
6.4	Servicios Complementarios con BESS autónomo.....	38
6.5	BESS como elementos de infraestructura en sistemas de transmisión	39
6.6	BESS en la Demanda	39
7	MARCO REGULATORIO CHILENO.....	41
7.1	DFL 4 Ley General de Servicios Eléctricos	41
7.2	DS128 Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.....	44
7.3	DS125 Reglamento de Coordinación de la Operación	45
7.4	DS 113 Reglamento SSCC	48
7.4.1	Introducción al DS 113, Reglamento de SSCC.	48
7.4.2	Mercado de SSCC.....	49
7.4.3	Identificación de deficiencias	56
7.5	DS 62 NT y Mesa de trabajo reglamento de potencia.....	59
7.5.1	Contexto	59
7.5.2	Estrategia de Flexibilidad.....	60
7.5.3	Mesa de Trabajo	60
7.5.4	Normativa Actual.....	61
7.5.5	Nuevo Reglamento	64
7.5.6	Sistemas de Almacenamiento (metodología actual).....	70
7.6	DS 37 Reglamento de transmisión.	79
7.7	Proyecto de Ley promueve almacenamiento y Electromovilidad.....	82
8	PROPUESTAS.....	85
8.1	Coordinación de la operación de los sistemas de almacenamiento.	85
8.2	Propuestas de mejora orientada a la participación del almacenamiento en Servicios Complementarios.....	87
8.3	Reconocimiento de Potencia de Suficiencia para sistemas de almacenamiento	89
8.4	Remuneración por arbitraje de un sistema de almacenamiento autónomo.....	90
8.5	Remuneración por Servicios Complementarios de un sistema de almacenamiento “Stand-Alone” 90	
8.6	Remuneración de BESS como elementos de infraestructura en sistemas de transmisión.....	91

8.7	Remuneración de BESS en la Demanda	91
8.8	Conclusiones.....	92
9	REFERENCIAS	94
10	ANEXO 1: ESTADO DE ARTE Y MARCO REGULATORIO INTERNACIONAL	96
10.1	Australia.....	96
10.2	Alemania.....	99
10.3	España	102
10.4	USA	104
10.4.1	California Independent System Operator (ISO), CAISO.....	104

AGRADECIMIENTOS

1



The background is a teal color with a faint image of solar panels. A large, semi-transparent white number '2' is centered on the page.

2

INTRODUCCIÓN

2 INTRODUCCIÓN

Con foco en los sistemas de alta tensión y en el mercado mayorista, el principal desafío abordado por el "Working Group de Sistemas de Almacenamiento" fue llevar a cabo un exhaustivo diagnóstico de la situación actual e identificar las barreras existentes, con el objetivo de proponer cambios al marco regulatorio vigente en Chile para promover el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y fomentar la creación de nuevos modelos de negocios relacionados con dichos sistemas.

El estudio se llevó a cabo desde una perspectiva integral, abarcando tres aspectos fundamentales: técnico, modelos de negocio y marco regulatorio.

En cuanto al ámbito técnico, se realizaron análisis detallados en los capítulos 2, 3, 4, 5 y 6. En los capítulos 2 y 3 se describieron las tecnologías disponibles para el almacenamiento de energía y la electrónica de potencia utilizada en los sistemas de almacenamiento de energía. En el capítulo 4 se analizaron los límites y restricciones en el uso seguro de la capacidad de los sistemas de transmisión, considerando líneas y corredores específicos. En el capítulo 5 se exploraron las diversas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), ya sea integrados en centrales generadoras híbridas renovables, como elementos autónomos en el sistema eléctrico, en la infraestructura de transmisión o en relación con la demanda eléctrica. El capítulo 6 se enfocó en el análisis de la integración de generación renovable y sistemas de almacenamiento en el contexto de la transición hacia una matriz generadora renovable limpia. Este último aspecto es de vital importancia en la transición hacia una economía baja en carbono, y en él se explicó cómo se pueden emplear generadores estáticos (ERNC + BESS híbridos), generadores síncronos limpios (ERNC e hidráulicas) y BESS autónomos para reemplazar a los generadores síncronos emisores de CO₂.

El capítulo 7 se centró en la definición de modelos de negocio específicos para diferentes escenarios, como plantas generadoras híbridas que combinan ERNC (Energías Renovables No Convencionales) y BESS, sistemas de almacenamiento dedicados al arbitraje energético, servicios complementarios prestados por sistemas de almacenamiento autónomos, la función de los BESS como elementos de infraestructura en los sistemas de transmisión, así como su aplicación en el ámbito de la demanda eléctrica.

En lo que respecta al propósito central del trabajo, se abordaron dos temas principales: el estado del arte y el marco regulatorio de cinco países, y el marco regulatorio específico de Chile. El capítulo 8 presentó un análisis de las prácticas internacionales en la incorporación de sistemas de almacenamiento en los mercados de corto plazo, considerando el aumento significativo de las energías renovables variables en las matrices energéticas de estos países. Se revisaron diferentes mecanismos para la incorporación gradual de los sistemas de almacenamiento, tanto en los mercados de generación de energía eléctrica como en los de transmisión, distribución y demanda, proporcionando una variedad de servicios que incluyen servicios complementarios, seguimiento de la demanda, confiabilidad de transmisión, servicios distribuidos durante la demanda máxima, calidad de servicio y carga de vehículos eléctricos. Es importante destacar que, en varios de los países analizados, los sistemas de almacenamiento pueden participar en la provisión de energía y otros servicios en

TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

3



3 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En este capítulo se describen las tecnologías disponibles para almacenamiento de energía, como punto de partida del análisis técnico necesario para comprender la contribución de los sistemas de almacenamiento al funcionamiento y seguridad de los sistemas eléctricos.

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, Energy Storage Systems) transforman la energía eléctrica de la red en otra forma de energía para ser almacenada y posteriormente transformada nuevamente en electricidad para ser consumida cuando se necesite. Actualmente los ESS son elementos cada vez más importantes en los sistemas eléctricos, porque son capaces de equilibrar la oferta y demanda y actuar como generación flexible cuando sea necesario. Además, contribuyen al uso óptimo de los activos de generación y de red, y respaldan la reducción de emisiones en varios sectores económicos.

Existen diferentes tecnologías sustentadas en distintas formas de almacenamiento, siendo las más comunes las que ilustran en la Tabla 1. Hoy en día, el almacenamiento de energía es un desafío en la implementación de sistemas eléctricos debido a los numerosos factores que afectan a su generación, distribución y comercialización. El reto actual se basa en aumentar las capacidades de almacenamiento existentes y para aumentar la eficiencia del sistema eléctrico en general.

FORMA DE ALMACENAMIENTO				
Eléctrico	Mecánico	Térmico	Químico	Electroquímico
Condensadores y supercondensadores	Volantes de inercia	Calor sensible	Hidrógeno	Baterías convencionales
Superconductores magnéticos	Bombeo hidráulico	Calor latente	Metano	Baterías de flujo
	Aire comprimido	Termoquímico		

Tabla 1: Forma de Almacenamiento y principio de funcionamiento

En nuestro país, a nivel de proyecto o en operación comercial, están presentes tres formas de almacenamiento (Tabla 1): mecánico (bombeo hidráulico), térmico (centrales de concentración de potencia solar, CSP) y electroquímico (sistemas de almacenamiento en baterías, BESS). En las próximas secciones se resumirán sus características principales.

3.1 Almacenamiento por bombeo hidroeléctrico

La tecnología de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PHS, Pumped hydroelectric storage) se basa en el manejo de la energía potencial del agua, a través de la diferencia de alturas entre dos depósitos o embalses. En periodos de alta disponibilidad de energía eléctrica y bajo precio, el agua será bombeada y almacenada en el embalse superior (proceso de carga). Cuando exista alta demanda de electricidad y precios elevados, el agua es liberada del depósito superior al inferior y se hace pasar a través de unas turbinas para generar la energía necesaria (proceso de descarga). La cantidad de energía almacenada es proporcional a la diferencia de altura entre los dos embalses y el volumen de agua almacenada. La potencia de las plantas de bombeo oscila entre los 20 y 500 MW, siendo muy típicos valores entre 200 y 350 MW.

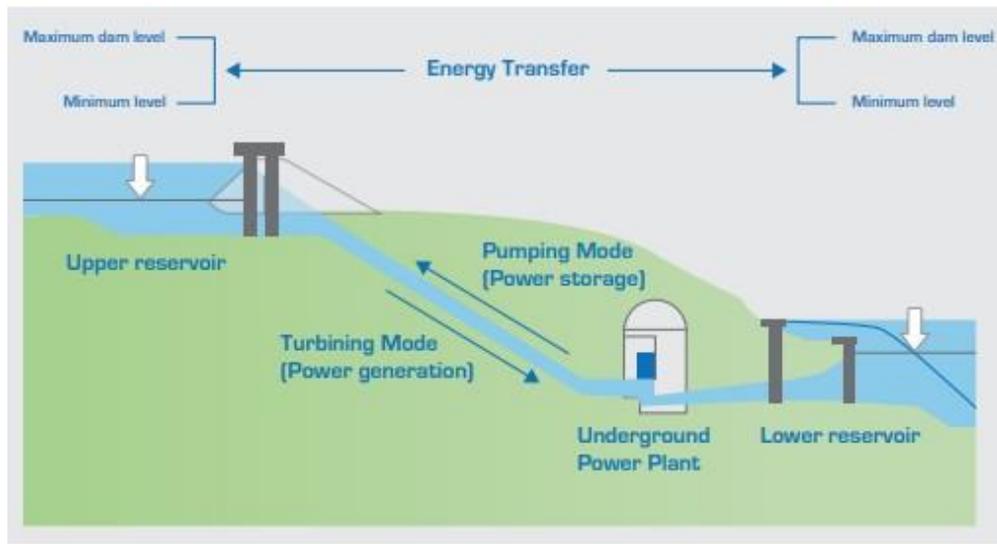


Figura 1: Esquema de centro de bombeo hidráulico

3.2 Centrales Solares Termoeléctricas (CSP)

Las Centrales Solares Termoeléctricas, también conocidas por sus siglas en inglés como Centrales CSP (Concentrated Solar Power), son centrales térmicas de vapor que producen corriente eléctrica a partir de calor a alta temperatura.

El funcionamiento de la tecnología termosolar se basa en captar, concentrar y transformar la radiación solar en calor a alta temperatura y su posterior transferencia a un fluido caloportador que, tras la realización de un intercambio térmico, producirá vapor de agua, el cual se expande en turbinas conectadas a alternadores que generan la electricidad. Existen cuatro esquemas de concentración de radiación solar. La más usada y la única presente en Chile es la tecnología de torres.

3.2.1 Tecnología Cilindro-parabólica

Unos espejos de forma parabólica, dispuestos en largas hileras en los campos solares de la central, reflejan la radiación solar incidente concentrándola en un punto hasta 80 veces sobre un tubo absorbedor, en el que un fluido caloportador es calentado a alta temperatura. A continuación, en un intercambiador de calor alojado en bloque central de la instalación, se produce el vapor que impulsa las turbinas convencionales y genera la electricidad.

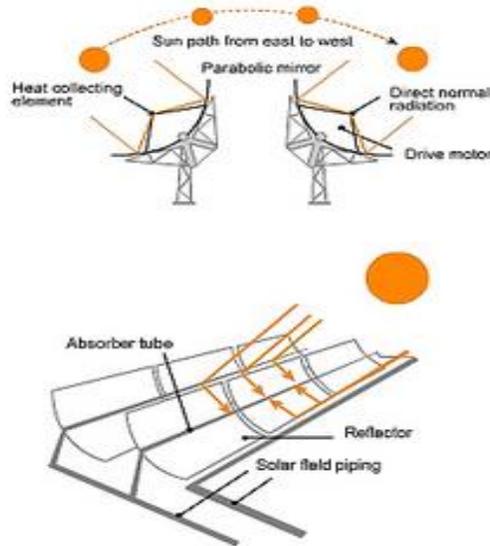


Figura 2: Esquema de captación Cilindro Parabólica

3.2.2 Tecnología de torre

Consiste en un campo solar integrado por heliostatos (grandes espejos de seguimiento individual) que se utilizan para concentrar la luz solar en un receptor central situado en la parte superior de una torre. Un medio de transmisión de calor situado en este receptor central absorbe la radiación muy concentrada reflejada por los heliostatos y la transforma en energía térmica con objeto de generar vapor, el cual se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

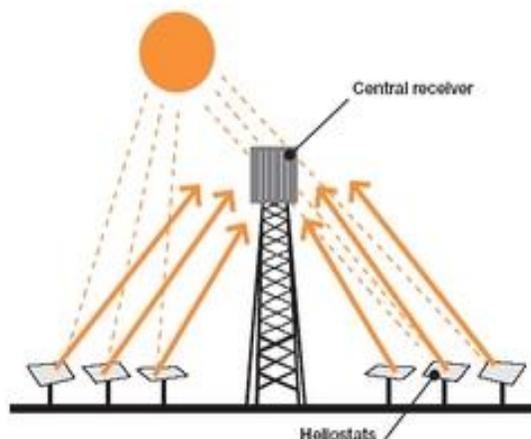


Figura 3: Esquema de captación de Torre y Heliostato

3.2.3 Tecnología de disco Stirling

Un reflector con forma de antena parabólica se utiliza para concentrar la luz solar en un receptor situado en el punto focal del plato. Este absorbe la energía reflejada por los concentradores, lo que permite que el fluido en el recipiente se caliente a muy alta temperatura. Esto se utiliza para generar electricidad en un pequeño motor, por ejemplo, el motor Stirling o una microturbina, conectado al receptor.

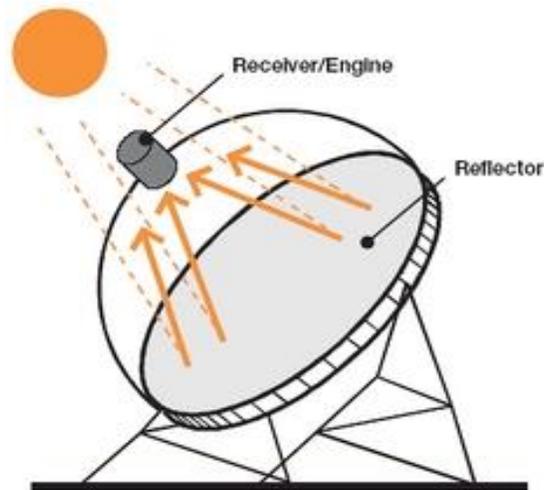


Figura 4: Esquema de captación de disco de Stirling

3.2.4 Tecnología de Concentradores lineales de Fresnel

Consiste en la utilización de una serie de espejos lineales que pueden rotar alrededor de su eje para dirigir los rayos reflejados hacia un receptor lineal situado por encima de ellos, que puede ser único o doble. Los espejos suelen ser planos o de una ligera curvatura. Generalmente, estos sistemas se están proponiendo para la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a turbinas de vapor o para el precalentamiento de agua de alimentación a la caldera de centrales térmicas convencionales. La temperatura de operación de los primeros proyectos ronda habitualmente los 300°C, lo que permite utilizar receptores eficaces y fiables, aunque, algunos promotores de esta tecnología trabajan a temperaturas próximas a los 500°C, para poder acoplar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

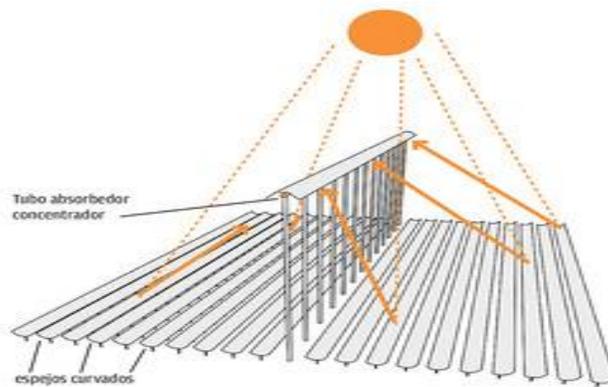


Figura 5: Esquema de captación de concentrador lineal de Fresnel

3.3 Almacenamiento Electroquímico en Baterías

Las características comunes que definen a esta forma de almacenamiento son eficiencia elevada y una autodescarga considerable, comparada con el almacenamiento hidráulico o químico. Por ello las baterías son muy útiles en sistemas de almacenamiento a corto plazo que requieran cargas y descargas frecuentes. Otra característica importante es que su costo está más condicionado por la autonomía que por la potencia, ya que están más limitadas por la cantidad de energía que almacenan que por la rapidez con la que pueden entregarla.

Las baterías se clasifican en dos tipos, convencionales y de flujo. Sus principales características se resumirán en las secciones siguientes.

3.3.1 Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo son la forma más antigua y madura de almacenamiento de energía electroquímica, además de ser el tipo de batería más utilizado en todo el mundo. Hay dos formas principales de diseño de baterías de plomo:

- Baterías de plomo inundadas usan ácido sulfúrico combinado con agua destilada como electrolito y desprenden gases durante el proceso de carga. Esta producción de gases deriva en que la batería pierda agua constantemente y que necesite mantenimiento continuo, ya que si se opera con niveles insuficientes de electrolito se pueden llegar a ocasionar daños permanentes.
- Baterías de plomo reguladas por válvula (también conocidas como selladas), están diseñadas para evitar la pérdida de electrolito por gaseamiento mediante la inmovilización de éste, utilizando geles o esferas de vidrio. Este tipo de batería es más costosa que la batería de plomo-ácido inundada, pero tiene la ventaja del bajo mantenimiento (puede durar más de 10 años sin mantenimiento).

Las baterías de plomo-ácido se utilizan en multitud de aplicaciones, tanto móviles como estacionarias, como baterías de arranque de automóviles, en sistemas de suministro de energía no interrumpibles (UPS), aplicaciones fuera de red como torres de comunicación en zonas rurales, etc. Además, se usan ampliamente para el despliegue de energías renovables, especialmente en sistemas domésticos solares en aplicaciones fuera de la red en todo el mundo.

3.3.2 Baterías de Níquel-Cadmio

El desarrollo de las baterías de Níquel-Cadmio (NiCd) se remonta a la década de los años 50. El material del electrodo positivo es hidróxido de níquel (Ni(OH)_2), el del electrodo negativo cadmio metálico (Cd) y una solución alcalina de hidróxido de potasio KOH como electrolito. Ambos electrodos están aislados mediante un separador.

Este tipo de baterías se pueden encontrar en dos formatos diferenciados por la aplicación a la que se destina: en forma sellada para dispositivos portátiles (juguetes, iluminación inalámbrica,

instrumentación médica, etc.) o de tipo húmedo para aplicaciones industriales (arranque de aviones).

A pesar de que las baterías de Ni Cd presentan unas características técnicas correctas, su elevado costo y las restricciones medioambientales han hecho que las ventas vayan descendiendo con el paso de los años, pudiendo ser sustituidas por otro tipo de baterías, como las de litio.

3.3.3 Baterías de Zinc-Aire

En el caso concreto de las baterías de Zinc-Aire, estas están compuestas por el electrodo positivo, que se trata de un cuerpo poroso hecho de carbono con acceso de aire, el electrodo negativo, consistente en zinc (Zn), un electrolito alcalino y un separador.

Este tipo de baterías se activa en el momento que el oxígeno se absorbe en el electrolito a través de una capa de difusión de gases y permeable a los líquidos.

Desde la década de 1930, se comercializó una batería primaria de Zinc-Aire y se siguió aplicando en los audífonos en la década de 1970. Ahora, su aplicación se ha extendido a la telemetría sísmica, aparatos electrónicos portátiles, señalización ferroviaria, boyas de navegación, comunicaciones remotas, vehículos y red eléctricos.

Cuando se trata de baterías recargables el proceso de descarga es el mismo que en las primarias y, por otro lado, el proceso de carga es reversible; el oxígeno no se consume, sino que se genera a partir del electrodo. La reacción ahora es entre un líquido (el electrolito) y un sólido (el conductor electrónico) para producir un gas (oxígeno).

Los vehículos híbridos / eléctricos y el respaldo de energía a menudo necesitan baterías recargables en lugar de baterías primarias. La evolución de la batería recargable de Zinc-Aire todavía se ve obstaculizada por la deposición no uniforme de Zinc y particularmente las bajas tasas de reacción de evolución de oxígeno y reacción de reducción de oxígeno en el electrodo de aire.

Si bien en los últimos años, muchas mejoras y grandes demandas de energía han reactivado los grandes intereses en las baterías recargables de Zinc-Aire, este tipo de tecnología aún se encuentra en su etapa inicial de desarrollo, con la necesidad de más investigaciones que consigan baterías de Zinc-Aire con rendimientos electroquímicos sobresalientes.

3.3.4 Baterías de Ion Litio

En comparación con la larga historia de las baterías de plomo-ácido, la tecnología de Litio es relativamente nueva. Las primeras baterías recargables fueron descubiertas en la década de los años 70, pero no fue hasta el año 1991 donde tuvo lugar su comercialización por parte de la empresa japonesa Sony y desde entonces se ha convertido en una de las tecnologías de almacenamiento más relevantes en productos electrónicos de consumo.

Las baterías de ion-Litio poseen la configuración típica de una batería convencional consistente en dos electrodos diferenciados a través de un separador con un electrolito, donde los iones de litio se

mueven desde el cátodo hacia el ánodo durante el proceso de carga y, por el contrario, durante la descarga los iones van desde el electrodo negativo hacia el positivo.

El cátodo de este tipo de baterías consiste en un óxido metálico de litio, el ánodo está construido por un material de carbono (grafito) y el electrolito se trata de una disolución de sales de litio.

Las características ventajosas de las baterías de iones de Litio y las prometedoras investigaciones para mejorarlas aún más, han convertido a este tipo de sistema de almacenamiento en la tecnología dominante en los mercados de electrónica portátil, con ejemplos como cámaras, teléfonos móviles, ordenadores portátiles, televisiones, instrumentación médica. Por otro lado, las versiones de batería de ion-Litio que ofrecen mayor potencia, cubren parte del sector de la electromovilidad formado por vehículos eléctricos e híbridos.

3.3.5 Tipos de baterías de Litio

Se han desarrollado muchas variaciones de la química básica del litio para optimizar las celdas. Las diferentes combinaciones de materiales de las baterías de ion-Litio producen características únicas de rendimiento, costo y seguridad. A continuación, se detallarán algunas de las combinaciones de materiales de ion-Litio existentes en la actualidad y las diferentes características que poseen cada una y las hace idóneas para sus aplicaciones.

Óxido de Cobalto-Litio (LiCoO_2). Se trata de una tecnología de batería madura, probada y estándar de la industria. Proporciona una densidad de energía muy alta, haciendo que este tipo de batería sea la opción habitual para teléfonos móviles, tablets, ordenadores portátiles y cámaras.

Óxido de Manganeso-Litio (LiMn_2O_4). Este tipo de baterías se utiliza frecuentemente para herramientas eléctricas, instrumentos médicos, así como vehículos híbridos y eléctricos.

Fosfato de Hierro-Litio (LiFePO_4). En 1996, la Universidad de Texas y otros colaboradores descubrieron el fosfato como material de cátodo para baterías de litio recargables. El Li-fosfato (LFP) ofrece un buen rendimiento electroquímico con baja resistencia. Los beneficios clave son una alta clasificación de corriente y una vida útil prolongada, además de una buena estabilidad térmica ya que soportan altas temperaturas sin descomponerse, mayor seguridad y tolerancia en caso de abuso. Esta tecnología también reduce significativamente los inconvenientes de la química de Cobalto, particularmente las características de costo, seguridad y medioambientales. Todas las características comentadas hacen que el sistema de Fosfato de Hierro-Litio sea una tecnología muy atractiva para aplicaciones estacionarias.

Óxido de Cobalto-Manganeso-Níquel-Litio (LiNiMnCoO_2). Estos tipos de celdas surgieron como evolución del concepto LCO a partir de investigaciones que, por razones de costos, intentaron combinar el cobalto con otros metales menos costosos al tiempo que conservaban la estabilidad estructural y se han convertido en uno de los sistemas de iones de litio más exitosos. NMC es la batería preferida para aplicaciones estacionarias y el sector de la electro-movilidad (bicicletas eléctricas, trenes de potencia eléctricos) debido a la alta energía específica y la tasa mínima de autocalentamiento.

Óxido de Aluminio-Cobalto-Níquel-Litio (LiNiCoAlO₂). También conocida por las siglas NCA, este tipo de batería existe desde el año 1999 y comparte similitudes con la tecnología NMC ya que ofrece alta energía específica, potencia específica razonablemente buena y una larga vida útil. A pesar de que mejora la seguridad y reduce los costes en comparación a la tecnología de cobalto, no es capaz de superar estas características frente a las baterías NMC.

Óxido de Titanio-Litio (Li₄Ti₅O₁₂). A pesar de que el grafito sigue siendo el material anódico más común en las celdas de ion-Litio, debe destacarse el uso de la estructura espinela del titanio de litio (LTO) debido a ciertas ventajas que ofrece y que pueden ser relevantes para aplicaciones estacionarias. En particular, las células LTO exhiben beneficios en términos de potencia y estabilidad química, mientras que la agilidad incrementada de iones en la estructura LTO permite una carga rápida, es decir, una operación de alta velocidad. Por otro lado, las celdas LTO son térmicamente muy estables en los estados de carga y descarga. No obstante, a pesar de su menor restricción de densidad de energía, esta tecnología es intrínsecamente más segura en comparación con otros tipos de baterías de iones de litio.

Todas estas propiedades hacen que LTO sea la tecnología de ion-Litio más duradera hasta el momento, pudiendo llegar a alcanzar una vida útil de ciclo extremadamente alta de hasta 10.000 ciclos completos equivalentes. Sin embargo, debido al bajo volumen de producción mundial, los precios de las celdas siguen siendo altos.

Los usos típicos de este tipo de tecnología pueden ser trenes de potencia eléctricos, sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) y alumbrado público con energía solar. En la Tabla 2 mostrada a continuación, se resumen las características técnicas y descriptivas principales de cada tecnología de baterías de Ion Litio.

	Capacidad específica (mAh/g)	Voltaje nominal (V)	Energía específica (Wh/kg)	Vida útil (ciclos)	Aplicaciones
Óxido de Aluminio-Cobalto-Níquel-Litio (NCA)	180	3,6	200 - 260	500	Dispositivos médicos, industrial, trenes eléctricos.
Óxido de Cobalto-Manganeso- Níquel-Litio (NMC)	160	3,6-3,7	150 - 220	1000 - 2000	Bicicletas eléctricas, dispositivos médicos, vehículo eléctrico, industria.
Óxido de Cobalto-Litio (LCO)	155	3,6	150 - 200	500 - 1000	Móviles, tablets, portátiles, cámaras...
Óxido de Manganeso- Litio (LMO)	146	3,7	100 - 150	300 – 700	Herramientas, dispositivos médicos, trenes eléctricos...
	160	3,3	90 - 120	1000 - 2000	Portátil y estacionario que necesita altas corrientes de carga y resistencia.
Óxido de Titanio-Litio (LTO)	170	2,4	50 - 80	3000 - 7000	UPS, tren eléctrico, alumbrado público con energía solar...

Tabla 2: Características técnicas y descriptivas de baterías de Ion Litio.

3.3.6 Baterías de Flujo

Una batería de flujo es una forma de batería recargable en la que el electrolito que contiene una o más especies electroactivas disueltas fluye a través de una celda electroquímica que se encarga de convertir la energía química en electricidad. Se trata de baterías que poseen claras diferencias con las baterías recargables convencionales, ya que los electrolitos utilizados en las reacciones no se almacenan dentro del electrodo, sino que aparecen disueltos en soluciones electrolíticas diferenciadas. Es decir, los materiales electroactivos se almacenan en dos tanques externos, uno destinado para el electrodo positivo y el otro para el negativo, y se bombean hacia la celda de reacción en el momento en que se necesiten realizar las operaciones de carga y descarga de la batería.

Además de esto, otra diferencia clave de este tipo de baterías es la posibilidad de configurar y dimensionar de manera independiente los módulos de potencia y energía requeridas. Esto se debe a que los valores de energía dependen del tamaño de electrolito almacenado, es decir, del mayor o menor tamaño de los tanques. Y, en cuanto a la potencia suministrada, esta depende del número de celdas y del tamaño y la disposición (serie/paralelo) de las mismas. Esta peculiar característica, hace que las baterías de flujo se puedan adaptar a una amplia gama de aplicaciones estacionarias.

El modo de funcionamiento de esta tecnología también se basa en reacciones de reducción-oxidación y aparece reflejado en la Figura 6. En la carga, la energía eléctrica suministrada causa una reacción de reducción química en el electrolito del electrodo negativo y una de oxidación en el situado en el positivo, convirtiéndose por lo tanto la energía eléctrica en energía química. Al descargar, la energía química contenida en el electrolito se libera en la reacción inversa y ya puede extraerse la energía eléctrica. La membrana delgada de intercambio iónico que separa ambos electrodos evita que los electrolitos se mezclen, pero permite el transcurso de los iones seleccionados para la completar la reacción.

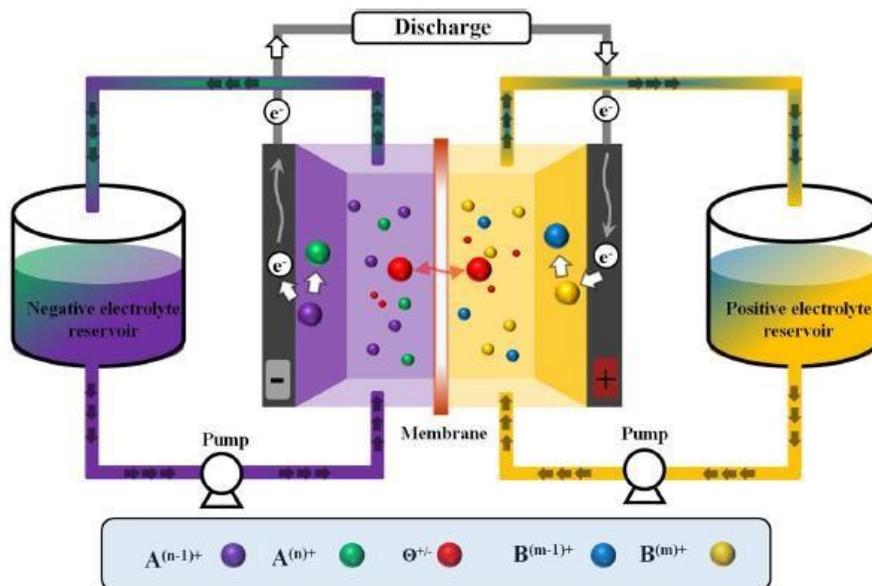


Figura 6: Proceso de carga y descarga de una batería de flujo

3.3.7 Tipos de baterías de Flujo

Las baterías de flujo existen en una gran variedad de formas y diseños. Una primera clasificación divide a este tipo de baterías entre sistemas de flujo puro y sistemas de flujo híbrido, como se muestra en la siguiente figura:

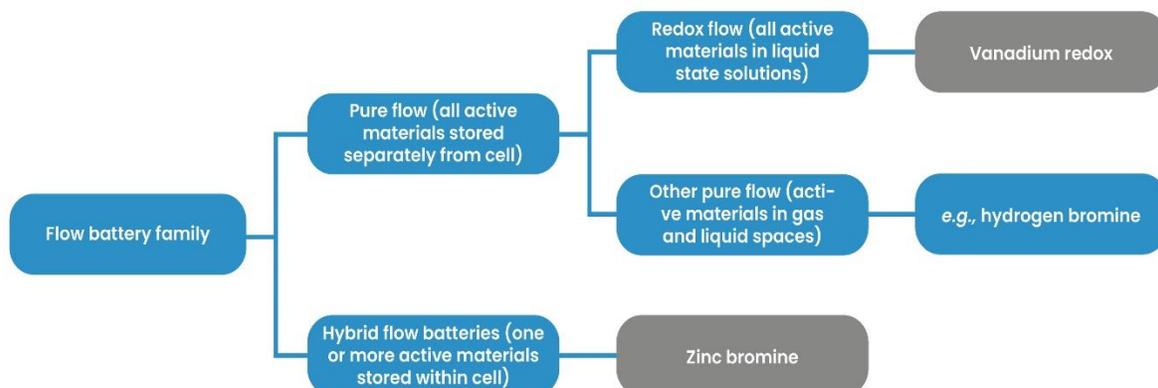


Figura 7: Tipos de baterías de flujo

De entre todos los tipos de baterías de flujo, las de Zinc-Bromo y las de Vanadio son las más avanzadas y que han alcanzado la etapa de demostración para aplicaciones de almacenamiento frente al resto de tecnologías. Además, el hecho de que las baterías de flujo redox sean las que tienen mayor presencia en el mercado y cuya tecnología presenta más evolución, hace que las baterías de flujo en general suelen denominarse en muchos momentos como baterías de flujo redox. Por ello, a continuación, ambos tipos se comentarán detalladamente.

Batería de flujo zinc-bromo. De entre las baterías de flujo híbrido, la tecnología basada en zinc y bromo (ZBFB, de su nombre en inglés Zinc Bromine Flow Battery) es probablemente la más conocida. Fue desarrollada por Exxon y Gould en los años setenta y se incluye en la categoría de baterías de flujo híbridas ya que tan sólo uno de los materiales activos se almacena externamente.

Como características beneficiosas están la tasa de voltaje superior en comparación con las baterías de flujo redox de vanadio, eficiencia energética alrededor del 80%, disponibilidad de las materias primas, vida útil elevada y posibilidad de descargas profundas. Este tipo de baterías pueden descargarse hasta el 0% de estado de carga (SOC) en donde todo el zinc metálico está disuelto en el electrolito, pudiendo permanecer en este estado sin pérdida de rendimiento.

Como características ventajosas de esta tecnología se pueden señalar:

- Tecnología escalable y modulable gracias a la independencia de las características de energía y potencia.
- Vida útil elevada: superior a 10.000 ciclos.
- Elevadas tasas de descarga.
- Seguridad térmica: el flujo de los electrolitos reduce el calor de la celda.
- Se recargan rápidamente sustituyendo el electrolito o revertiendo la reacción redox.
- Bajas necesidades de mantenimiento

- El funcionamiento de la batería se puede detener simplemente apagando las bombas.
- Tiempos de respuesta rápidos, del orden de milisegundos.
- Pueden operar a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente

En cuanto a los inconvenientes destacan:

- La baja densidad de energía en comparación con otros sistemas.
- Requisitos de sistema más complicados de bombas, sensores, gestión de flujo y potencia y recipientes de contención secundarios.
- Elevado tamaño del conjunto, sobre todo el volumen que pueden llegar a alcanzar los tanques de almacenamiento del electrolito.
- Baja madurez de la tecnología
- Toxicidad de algunos electrolitos empleados.

Por estas razones, esta tecnología es más atractiva como un dispositivo de almacenamiento estacionario para aplicaciones autónomas y de nivelación de carga, aunque se espera que un mayor progreso con las células de combustible redox híbridas conduzca a mejoras significativas en la densidad de energía y abrirse camino hacia aplicaciones en vehículos eléctricos.

Un problema, resultado de la hibridación de la tecnología, es que la escalabilidad originada por la independencia de los módulos de energía y potencia de las baterías de flujo se vería mermada.

Batería de flujo redox de Vanadio. Este tipo de baterías es uno de los sistemas de almacenamiento más maduros de entre todas las de flujo que comenzó a ser estudiado y desarrollado alrededor de los años 90. Precisamente esta tecnología de batería de flujo redox de Vanadio (VRFB, de sus siglas en inglés) es la causa fundamental de estudio del presente trabajo junto con las baterías de iones de Litio.

Por todo esto, las ventajas que ofrece este tipo de tecnologías son:

- Elevada vida útil, posibilidad de más de 10.000 ciclos completos.
- La eficiencia energética general puede ser hasta un 85% (cifras inferiores que con las baterías de litio).
- Es posible una descarga continua de larga duración y una alta tasa de descarga.
- Tiempos de respuesta rápidos de carga/descarga, en un milisegundo pueden proporcionar altas potencias y más de dos veces su potencia nominal en cortos periodos de tiempo hasta varios minutos.
- Pueden estar sobrecargadas y sobredescargadas, dentro de los límites de la capacidad de los electrolitos, y pueden ciclarse desde cualquier estado de carga o descarga, sin daño permanente a las células o electrolitos.
- Posibilidad de modularidad y escalabilidad por la independencia de los módulos de energía y potencia característica de las baterías de flujo puro.

Y como inconvenientes, se pueden señalar:

- Baja densidad de energía. Además, la baja densidad implica la necesidad de más celdas para obtener la misma potencia que otras baterías. El hecho de tener que circular grandes

volúmenes de electrolito con bombas limita la aplicación de estos sistemas en el sector transporte y el sistema de control y eléctrico es complejo y costoso.

- Alto costo del vanadio.

Estas características, la flexibilidad y gran capacidad hacen del VRFB una tecnología prometedora para el almacenamiento a gran escala de energía y en aplicaciones que suavicen el perfil generador de sistemas inestables como las renovables o también, para completar incrementos repentinos en la demanda. También son adecuadas para aplicaciones de balance de carga, recorte de puntas, UPS, telecomunicaciones, servicios eléctricos, etc. Además, las baterías de Vanadio pueden optimizarse para potencia activa (MW) o reactiva (MVAR) debido a su gran rapidez de respuesta.

Comparativamente, en la Tabla 3 se muestran las principales características de las baterías de flujo analizadas.

	VRB	Zn/Br
Densidad de energía (Wh/kg)	25	60 - 80
Vida útil (años)	10 – 20	5 - 10
Ciclos de vida	>10.000	>2.000
Autodescarga	Baja	Baja
Eficiencia (%)	65 – 85	60 - 75
Durabilidad de almacenamiento	h – meses	h - meses
Tiempo de respuesta	Ms	ms

Tabla 3: Características técnicas de baterías de flujo

A silhouette of a wind turbine is centered in the background against a sunset sky with warm orange and yellow tones. The turbine's tower, nacelle, and three blades are visible.

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN GENERACIÓN Y TRANSPORTE

4

4 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN GENERACIÓN Y TRANSPORTE

En este capítulo se describen las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), estén estos integrados en centrales generadoras híbridas renovables, elementos autónomos de almacenamiento en el sistema eléctrico, parte del sistema de transmisión o ligados a la demanda.

4.1 Aplicaciones de BESS

La red eléctrica se construyó en días en que las reservas de energía están almacenadas a nivel de los recursos primarios y la electricidad no podía almacenarse económicamente en grandes cantidades. Como consecuencia, tenía que producirse en el instante en que se necesitaba y consumía tan rápido como se producía. Así la industria evolucionó a desarrollar centrales generadoras que acopian recursos primarios (agua, carbón, gas) en magnitudes y escalas controlables.

Por su parte fuentes primarias de energía como la radiación solar y los recursos eólicos, no son almacenables en su estado natural, pero pueden transformarse en electricidad, energía química, calor u otras formas que si lo son. Esto genera problemas de variabilidad (p.ej energía eólica) o indisponibilidad de fuente primaria (p.ej. ausencia de sol por la noche).

Aparte de la variabilidad de la disponibilidad, inherente a algunos tipos de fuente primaria que use una central generadora, también la presencia del recurso depende de su naturaleza y, desde el punto de vista de generación, puede no estar disponible cuando se necesita para transformarlo en energía eléctrica y viceversa. Así la generación proveniente de parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas, por sí misma, no es viable como generación de base ni de despacho programado, sin el uso de sistemas de almacenamiento complementarios.

Otro aspecto que considerar es que los operadores de red no pueden predecir ni controlar con precisión la potencia de salida de estas fuentes. En la actualidad, para amortiguar y suavizar la variabilidad, se emplea generación hidráulica de embalse y centrales térmicas de gas o petróleo, e incipientemente centrales de concentración de potencia solar.

Las tecnologías modernas de almacenamiento de energía han cambiado todo eso, permitiendo almacenar electricidad, allanando el camino para la adopción de fuentes de energía renovables, la oferta de nuevos servicios al cliente y una red más segura y rentable.

Las áreas donde el almacenamiento de energía se ha implementado con éxito para mejorar el rendimiento técnico-económico, la flexibilidad y resiliencia en los sistemas eléctricos se esquematizan en la Figura 8: Áreas de aplicación de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Las aplicaciones específicas en los segmentos de generación, transporte, distribución y demanda se ilustran en la Figura 9. Mayor detalle de éstas se muestra en las secciones siguientes de este capítulo.

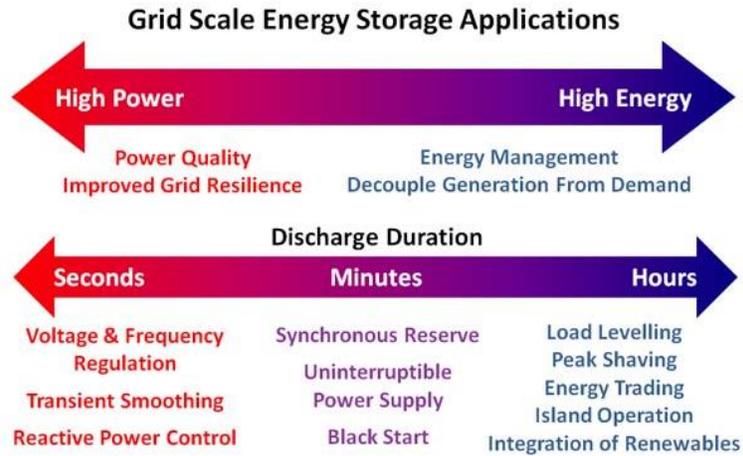


Figura 8: Áreas de aplicación de Sistemas de Almacenamiento de Energía

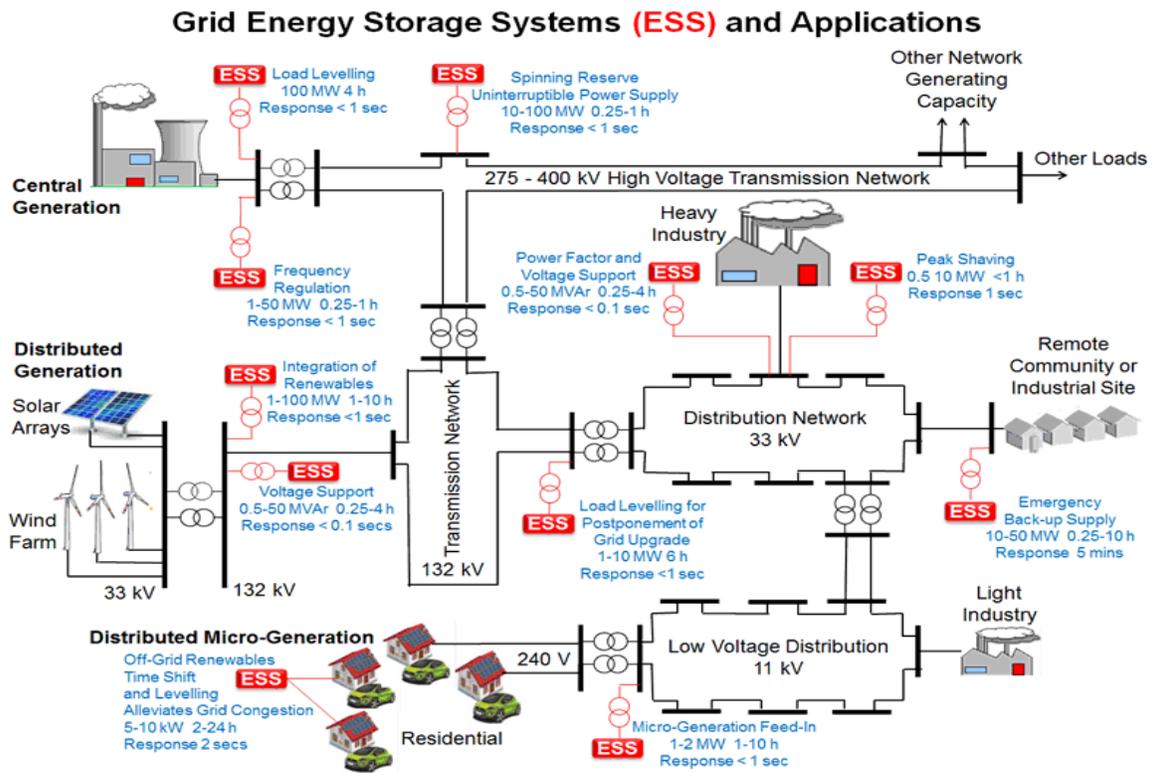


Figura 9: Sistemas de Almacenamiento de energía en la red y aplicaciones

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías son muy versátiles, en el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia (ver Figura 10), pueden ser integradas en plantas generadoras renovables, autónomamente participar en el mercado de generación como elementos de arbitraje, prestar servicios complementarios, dar seguridad y calidad de servicio a la demanda y muchas otras aplicaciones en redes de distribución o en sistemas aislados.

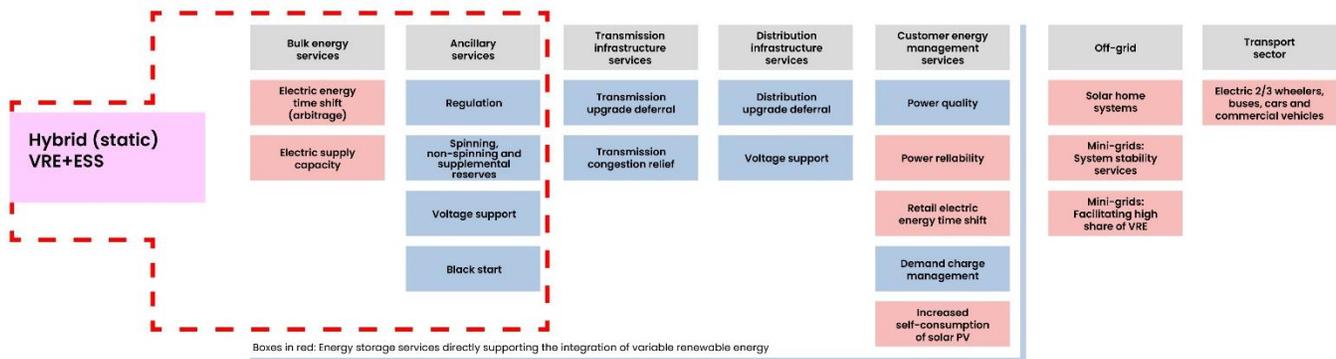


Figura 10: Sistemas de almacenamiento e idoneidad para realizar tareas clave de red

4.2 Plantas generadoras híbridas VRE con BESS

Por la forma en que ellos se construyen, los generadores síncronos están en condiciones de prestar uno o más servicios complementarios. La gama de servicios que puede entregar una determinada máquina está fuertemente ligada con su fuente de potencia motriz, y es diferente si ella es carbón, gas, diésel o agua y en este último caso si el recurso se obtiene o no de embalse.

En el segmento de las ERNC, las centrales CSP - y a futuro las que empleen hidrógeno como fuente de energía primaria - están en la misma condición que los generadores convencionales, no así las que tienen una fuente variable de recurso primario (VRE en inglés). Las VRE además no están en condiciones de aportar potencia y energía en forma continua. Si a esos tipos de plantas (fotovoltaicas y eólicas) se les agrega sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), las VRE, siendo proveedoras de energía limpia, adquieren todos los atributos de los generadores síncronos y más, la Figura 11 ilustra lo indicado.

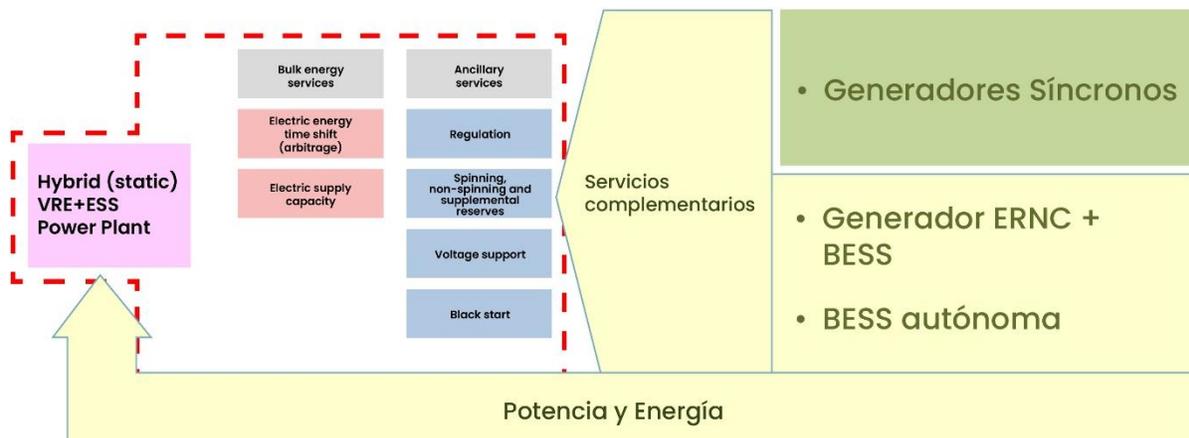


Figura 11: Esquemas de plantas generadoras híbridas VRE + BESS y sus atributos

4.3 BESS como elementos de infraestructura en sistemas de transmisión

Los BESS actualmente también son utilizados como infraestructura de transmisión eléctrica. Los principales usos actualmente en desarrollo son los siguientes (Figura 12):

- Sistemas de almacenamiento intensivos en potencia, los cuales permiten construir corredores virtuales.
- Sistemas de almacenamiento intensivos en energía, los cuales permiten recortar la punta o eliminar sobrecarga en redes según sea la forma en que se mire.

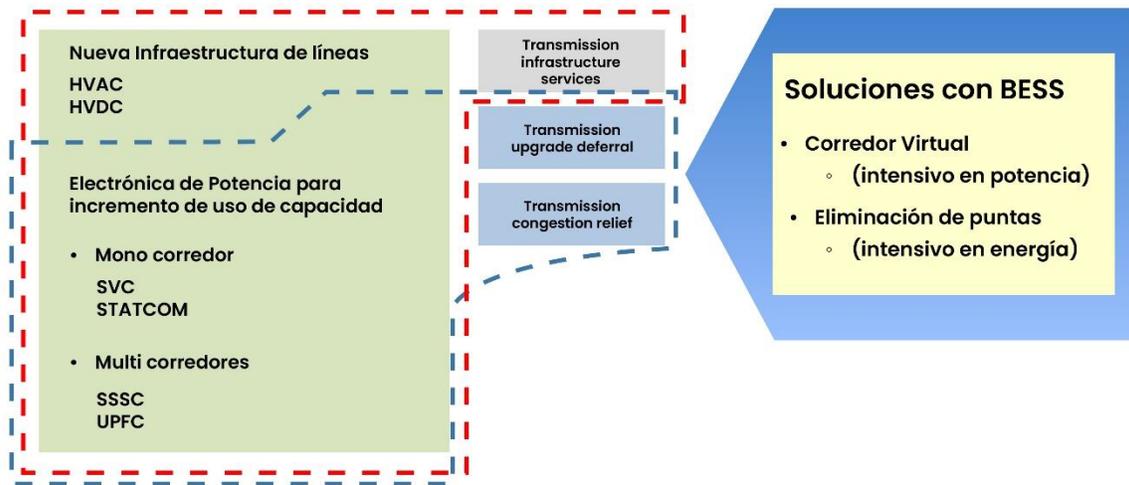


Figura 12: BESS en sistemas de transmisión

Sistemas de almacenamiento intensivos en potencia:

El uso de sistemas de almacenamiento intensivos en potencia permite crear corredores virtuales, incrementando el uso de la capacidad de las líneas porque permiten aumentar el límite de transmisión en condiciones N -1, en combinación con equipos FACTS o realizando ambas funciones. En el caso de la regulación chilena, por ejemplo, un proyecto de corredor virtual es rentable para un escenario dado, si el valor presente de la reducción de los costos de operación en generación producto del incremento del uso de la capacidad del corredor físico intervenido, es superior o igual al valor presente del VATT más el valor residual del proyecto, si existe. Este tipo de obras tienen un periodo de desarrollo inferior a las líneas tradicionales, y son menos invasivos que un aumento de capacidad de una línea mediante cambio de conductor que permita incrementar la capacidad de transmisión.

Lo anterior fue el caso que sucedió en Chile, donde para el Plan de Expansión del año 2021, fue promovido el esquema BESS Parinas – Lo Aguirre (ver Figura 13). Dicho proyecto presentaba beneficios al sistema pudiendo transmitir la energía renovable proveniente del norte de Chile hacia la zona central, mediante el aumentado de capacidad del corredor de 500 kV creando un “corredor virtual”. Este proyecto presenta múltiples beneficios, destacando que el periodo de desarrollo inferior es menor a la construcción de nuevas líneas, y es mucho menos invasivos que un aumento

de capacidad de una línea mediante cambio de conductor, pudiendo incrementar la transmisión del corredor de 500 kV entre la zona norte y centro de Chile, dado que la principal obra futura que permitirá aumentar aún más la capacidad de transmisión desde el norte de Chile, es el futuro enlace HVDC, cuya puesta en servicio se espera para fines del año 2029 o principios del año 2030. En ese sentido, esta obra que se espera tener en servicio para fines del año 2026 es el único proyecto que permite aumentar la capacidad de transmisión norte->sur hasta la llegada del proyecto HVDC, evitando las congestiones al mediano plazo, desacoples en los CMg del sistema chileno, y evitar vertimientos de generación renovable.

En el caso de la regulación chilena, de acuerdo con el Reglamento de Planificación DS N°37-2019, los Sistemas de Almacenamiento de Energía intensivos en potencia son aquellos cuyo propósito sea aumentar la capacidad segura de transmisión y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.

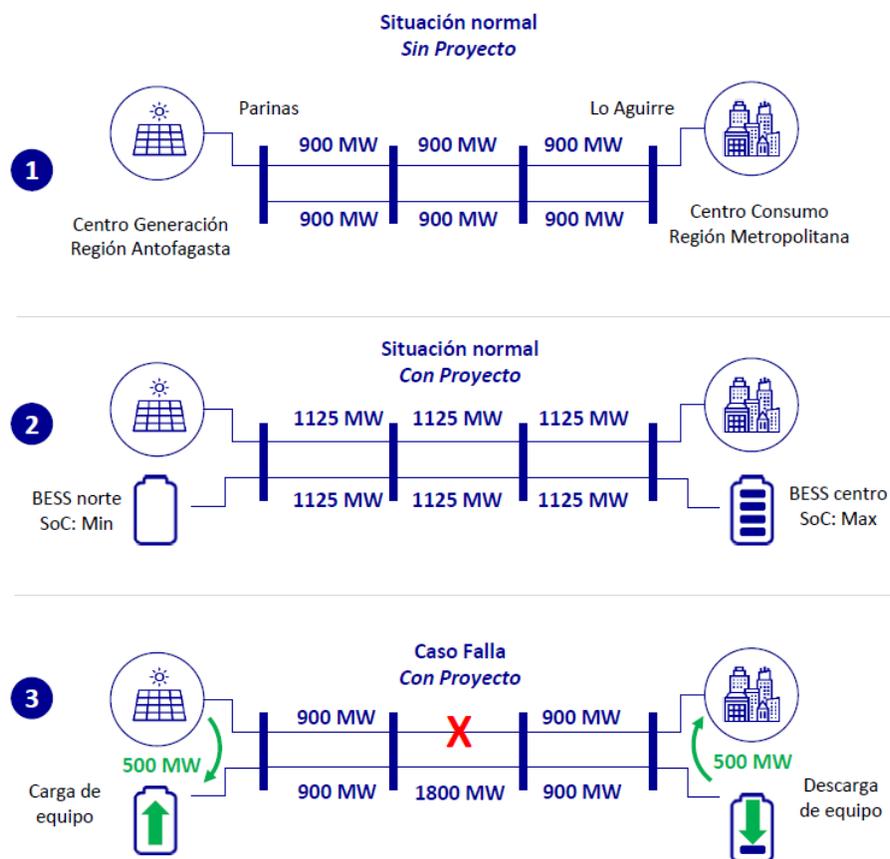


Figura 13: Esquemas BESS Parinas – Lo Aguirre. Fuente: Transelec

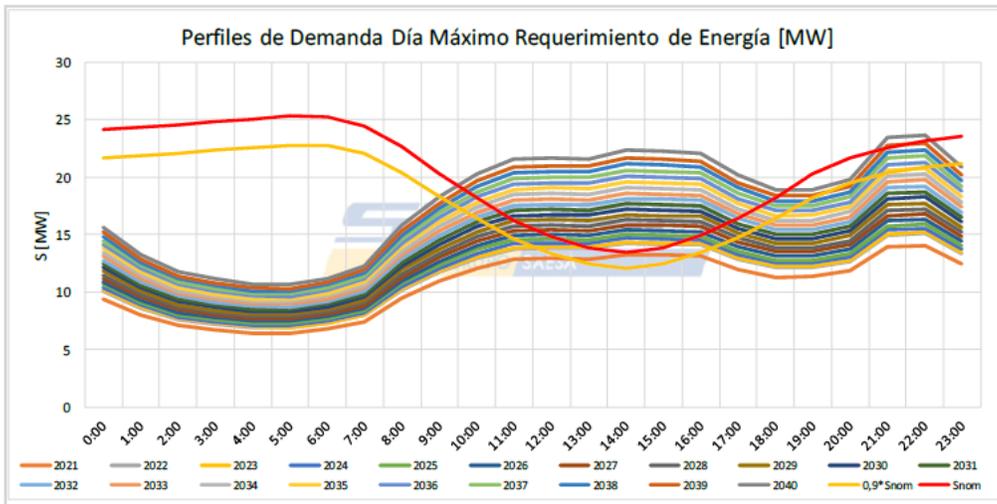
Este tipo de aplicación de los sistemas BESS no sólo evita la construcción de nueva infraestructura de transmisión como nuevas líneas, sino que además permite seguir utilizando activos existentes, realizando una “actualización” de dichos activos.

En cuanto al tipo de tecnología, basta con equipos “simples” del tipo Grid Following (GFL), dado que no se utilizan en sistema aislados, por lo que requieren de una referencia de tensión y frecuencia para funcionar.

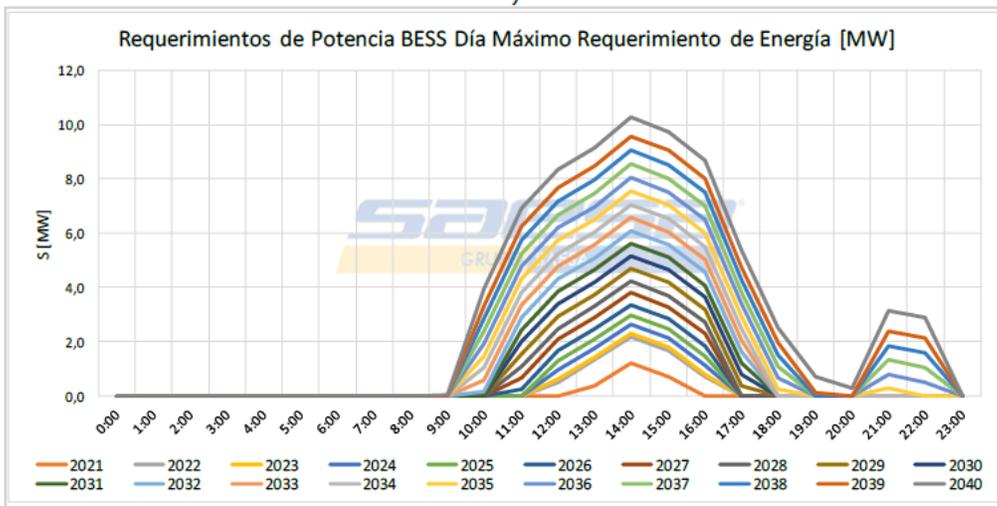
Sistemas de almacenamiento intensivos en energía:

En el caso de los sistemas de almacenamiento intensivos en energía, su función será permitir el abastecimiento de la demanda, evitando la sobrecarga en líneas por una cantidad de tiempo limitado (horas) por ejemplo. Un proyecto de este tipo será rentable para un escenario dado, si el valor presente de la diferencia de costo de la energía retirada que deba suplirse en condiciones normales - y aquella que deba suministrarse con generación fuera de mérito o incluso a costo de falla para evitar la desconexión de la carga - sea mayor o igual que el valor presente del VATT más el valor residual del proyecto, si existe.

Este tipo de soluciones permiten asegurar el abastecimiento de la demanda realizando un aumento temporal de la capacidad de la línea de transmisión, durante las horas de altas temperaturas y transferencias, por ejemplo. En el caso chileno, está el ejemplo del proyecto “Sistema de Almacenamiento Subestación Nueva Imperial”, el cual considera el uso de baterías (BESS) en la zona sur del Sistema Eléctrico Nacional. La obra entregará una solución a los problemas de abastecimiento y de restricciones de transmisión en periodos de coincidencia de alta demanda y altas temperaturas que se registran en esa zona. El proyecto BESS Nueva Imperial corresponde a un sistema de almacenamiento de una potencia cercana a los 5,2 MW y que considerando su eficiencia y degradación presente una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 24 MWh al año 2030.



a)



b)

Figura 14: Determinación Requerimientos de Potencia y Energía Sistema de Almacenamiento Nueva Imperial. Fuente: www.coordinador.cl

Por otro lado, existen otro tipo de soluciones para situaciones donde la potencia es igual a la demanda, es decir, cuando se requiere operar en isla eléctrica una zona para abastecer la demanda. Este tipo de aplicaciones se dan en zonas con problemas de seguridad y resiliencia, por ejemplo, en zonas con abastecimiento radial donde la falla del único circuito que abastece deja sin suministro eléctrico a toda la zona. Este tipo de soluciones tiene un uso poco frecuente, y en el caso chileno se ha intentado impulsar por parte de la empresa Transelec la obra “BESS Chañaral”, para poder dar respaldo a la ciudad de Chañaral, la cual se suministra con línea única de transmisión eléctrica El Salado – Chañaral 23 kV, y que en los últimos años ha sufrido fallas que han tenido a dicha localidad sin suministro eléctrico por tiempos prolongados.

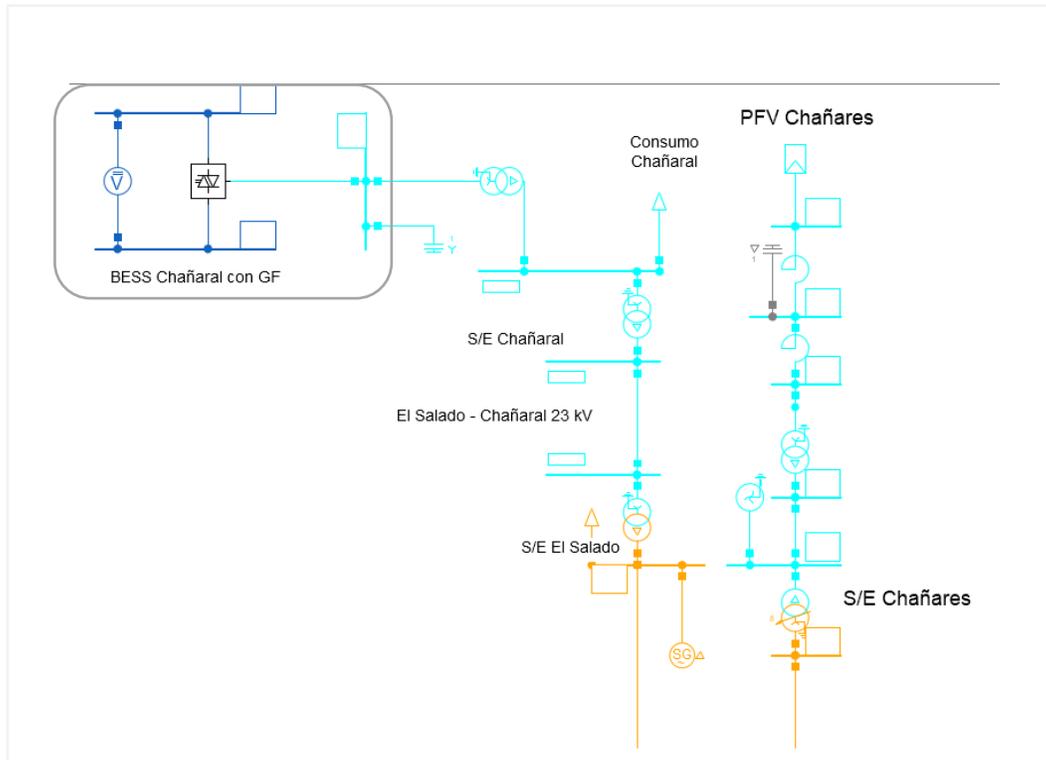


Figura 15: BESS Chañaral. Fuente: Transelec

El BESS se conecta a la red a través de un convertidor Grid-Forming, con medición de frecuencia que detecta fallas en la línea, y una vez detectada la falla, se abre el interruptor de la línea y la ciudad empieza a operar en isla eléctrica, el convertidor impone referencias de tensión y frecuencia para suministrar energía desde la batería a la ciudad.

En el caso de Nueva Imperial, basta con equipos “simples” del tipo Grid Following (GFL) al igual que para el esquema BESS Parinas – Lo Aguirre, mientras que para aplicaciones como el BESS Chañaral se requiere un convertidor Grid-Forming, ya que ante se operará en isla eléctrica con el BESS y el convertidor deberá imponer referencias de tensión y frecuencia para suministrar energía desde el BESS.

En el caso de la regulación chilena, de acuerdo con el Reglamento de Planificación DS N°37-2019, los Sistemas de Almacenamiento de Energía intensivos en energía son aquellos cuyo propósito sea permitir el abastecimiento de la demanda de una zona específica, perteneciente a alguno de los Sistemas de Transmisión Zonal, y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 5.

4.4 Eficiencia Económica en Despacho de Generación

El empleo de sistemas de almacenamiento en este contexto permite implementar múltiples servicios que apalancan el uso de las centrales generadoras renovables en forma económica y segura. Entre esas posibilidades destacan las que se resumen a continuación.

ARBITRAJE

El almacenamiento de energía permite que la electricidad que se genera a bajo precio durante períodos de baja demanda se use o venda en momentos de alta demanda cuando los precios son altos, lo que permite al operador del activo capturar la diferencia entre los precios en su punto más alto y mínimo. Esto también se conoce como arbitraje de energía.

El arbitraje de energía puede implementarse con unidades de almacenamiento de energía que no poseen generación propia. Se retira y se inyecta energía al sistema en función de los precios observados en el mercado eléctrico.

GESTIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA (ENERGY SUPPLY MANAGEMENT)

El almacenamiento de energía permite desacoplar la generación de electricidad de la demanda. Por lo tanto, dentro de las limitaciones de los activos de generación y almacenamiento, la energía eléctrica puede generarse en el momento más conveniente (durante los períodos de baja demanda) por las fuentes más rentables y almacenarse hasta que se necesite (durante los períodos de alta demanda) en una modalidad conocida como desplazamiento de carga.

DESPLAZAMIENTO DE CARGA (LOAD SHIFTING)

El desplazamiento de carga, incluido el recorte de puntas y la nivelación de carga, es la práctica de cambiar el patrón de suministro de energía para que la generación de energía para el consumo durante las horas de mayor demanda se desplace a los períodos de menor actividad. Esto permite un mayor uso de los activos de generación de base más eficientes y evita el uso y la subocupación de generadores de punta costosos y permite el ahorro de costos de operación del sistema y la posibilidad de arbitraje de energía. Esto solo se puede lograr mediante el uso de almacenamiento de energía.

RECORTE DE PUNTAS (PEAK SHAVING)

Sin almacenamiento de energía, las puntas de carga de corta duración normalmente son suministradas por generadores de punta de acción rápida como las turbinas de gas o generadores Diesel. Estos son activos costosos, generalmente con menor eficiencia térmica que los generadores de base, y pueden tener un factor de planta de solo 2% o menos debido al tiempo limitado que se requieren. El recorte de puntas se refiere al recorte de la demanda de potencia durante los cortos períodos de demanda máxima mediante el suministro de potencia a partir de fuentes de energía almacenada. Por lo tanto, la demanda por capacidad de generación y/o máxima exigencia de transmisión se puede reducir en un monto igual a la suma entre todo el almacenamiento y las cargas desconectables.

Los grandes consumidores industriales también pueden implementar recorte de puntas para reducir su demanda de potencia y los cargos asociados.

NIVELACIÓN DE CARGA (LOAD LEVELLING)

La nivelación de carga es la reprogramación de la demanda vista por los activos de generación para reducir los requisitos durante los períodos de alta demanda y para aumentar la producción de energía durante los períodos de poca actividad mediante el almacenamiento inmediato de energía y su uso posterior durante los períodos de alta demanda.

En los países en donde están disponibles sistemas de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PSH), los operadores de sistemas han utilizado durante muchos años para cambiar la generación de los períodos de menor a mayor demanda.

El siguiente diagrama muestra en principio cómo el almacenamiento de energía puede eliminar la necesidad de una carga costosa después de los generadores y reemplazarlos con un aumento en la capacidad de carga base más eficiente que opera de manera continua a su nivel óptimo. Durante los períodos de baja demanda, el generador de carga base utiliza su capacidad excedente para cargar la planta de almacenamiento de energía o la batería y durante los períodos de alta demanda, la batería se descarga en la red, lo que aumenta la capacidad del generador de carga base para satisfacer la demanda máxima. De este modo, las centrales térmicas de carga base más eficientes (es decir, carbón, petróleo, gas, nuclear) pueden asumir una mayor parte de la carga. También pueden operarse de manera más eficiente y fácil a niveles de producción constantes con una mejora resultante en el factor de carga de la planta.

La nivelación de la carga reduce el costo de la generación de punta y permite una fijación de precios más estable con menos variación.

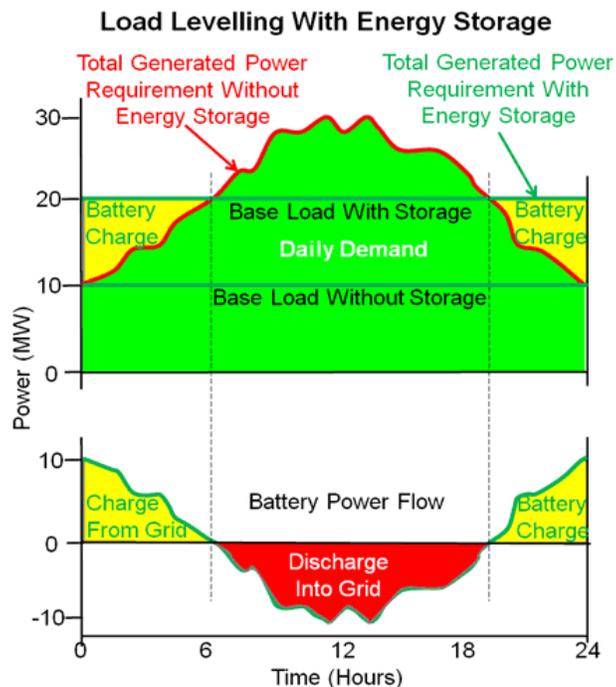


Figura 16: Nivelación de carga mediante uso de sistemas de almacenamiento de energía

ELIMINACIÓN DE RESTRICCIONES DE GENERACIÓN (GENERATION)

Los sistemas de almacenamiento son particularmente útiles cuando se instalan junto con plantas generadoras que tiene una capacidad limitada para modular su producción, como instalaciones de energía renovable. En este caso en vez de recortar producción, se almacena el excedente de energía disponible para la cual no hay demanda inmediata.

4.5 Equilibrio oferta demanda en tiempo real

El uso de sistemas de almacenamiento en este contexto permite lo siguiente:

Sistemas de almacenamiento de energía para equilibrio de carga

En los sistemas eléctricos, en que sólo existen máquinas rotatorias, la electricidad no puede almacenarse fácilmente a gran escala. Como resultado, el equilibrio entre oferta y demanda debe mantenerse en tiempo real con los generadores adaptando su producción a la demanda. Los generadores rotatorios convencionales solo pueden proporcionar energía, no pueden absorberla.

La disponibilidad de sistemas de almacenamiento de energía, proporcionan amortiguadores acción rápida para control de los desequilibrios y son claves para incrementar para la flexibilidad operacional de los sistemas eléctricos.

Los sistemas de almacenamiento pueden entregar y absorber energía. Se descargan para suministrar potencia a cargas crecientes y se cargan para absorber el superávit de la energía aportada por los generadores cuando la demanda disminuye repentinamente.

Las tecnologías disponibles para almacenamiento de energía a gran escala son básicamente dos: el almacenamiento en conexión CA (como las centrales de bombeo hidráulico) y almacenamiento en conexión CC (como las baterías), que se describen a continuación.

Almacenamiento de energía a granel - Conexión de CA

El almacenamiento de energía en centrales de bombeo hidráulico y el almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) conectados a nivel de transmisión ofrecen servicios significativos de balanceo de carga, tanto para responder a la salida variable de algunas fuentes de energía renovable o para capturar el beneficio de variaciones extremas en los precios. Como ejemplos de lo anterior se mencionan:

La planta de almacenamiento por bombeo Dinorwig en Gales, con una potencia máxima de 1.800 MW, puede generar 1.320 MW en 10 segundos y puede suministrar la potencia total de 1.800 MW durante 5 horas, lo que corresponde a una capacidad de almacenamiento de 9 GWh.

La planta de CAES en Huntorf, Alemania, tarda 10 minutos en alcanzar la potencia máxima y puede generar 290 MW por hasta 4 horas. Estas instalaciones de almacenamiento se cargan con bombas o compresores que usan energía de CA de la red y devuelven energía de CA a la red a través de generadores de CA que funcionan con turbinas hidráulicas y neumáticas / de gas.

Las oportunidades para utilizar estas tecnologías están limitadas por la disponibilidad de ubicaciones con características geográficas adecuadas.

Almacenamiento de energía a granel - Conexión de CC

El almacenamiento de energía a nivel de red puede ser proporcionado por baterías electroquímicas. También requieren electrónica de conversión de alta potencia AC-DC-AC.

Aparte de las baterías de flujo, estas soluciones suelen ser de estado sólido sin elementos mecánicos. Tienen plazos de construcción cortos y son de tamaño flexible debido a su construcción modular. Su uso está limitado, sin embargo, por el tamaño y costo final de los dispositivos prácticos. Ejemplos de soluciones implementadas son:

- Sistemas con baterías de plomo, azufre de sodio y cloruro de metal de níquel se han utilizado para suministrar una potencia de más de 1 MW durante períodos de hasta unas pocas horas.
- Sistemas con baterías de flujo que pueden proporcionar almacenamiento a granel de hasta 10 MWh o más, ya que su capacidad es flexible y está determinada por el tamaño de los dos tanques que almacenan los electrolitos.
- En sistemas con baterías de ion litio, en la subestación de Sendai en Japón se instalaron baterías con una capacidad de 20 MWh que suministran una potencia de 40 MW.

4.6 Sistemas de almacenamiento de energía para control rápido de frecuencia

Mantener la frecuencia y el voltaje de la red dentro de límites estrictos es esencial para asegurar la estabilidad de la red. Esto requiere acceso a activos de respuesta muy rápidos. Para satisfacer esta necesidad, el recurso tradicional son los generadores síncronos hidráulicos y ciclos combinados de gas.

Las baterías tienen la velocidad y el potencial de una mayor capacidad de almacenamiento para proporcionar un suministro sostenido. Las baterías de ion litio son particularmente versátiles a este respecto.

4.7 Sistemas de almacenamiento de energía para control dinámico de tensión

Proveer medios adecuados para control de voltaje es esencial para asegurar la recuperación dinámica de la tensión en condiciones de postcontingencia. Los recursos actualmente disponibles son los generadores síncronos y los compensadores estáticos de reactivos (SVC y STATCOM).

UPFC con almacenamiento de energía

El uso de un condensador como fuente de voltaje permite tiempos de reacción de menos de 10 milisegundos en respuesta a las perturbaciones de voltaje, sin embargo, los capacitores tienen una capacidad de almacenamiento limitada que a su vez limita su capacidad para proporcionar energía activa (real).

Al conectar un dispositivo de almacenamiento de alta densidad de energía adecuado, como una batería de ion litio en paralelo con el condensador de referencia, el sistema puede diseñarse para suministrar o absorber energía activa (real). Esto mejora la capacidad de fault ride through.

4.8 Partidas en Negro de Generadores (Black Start)

El arranque en negro es la provisión de energía mediante capacidad de generación local, independiente de la red, para alimentar un arranque en frío de un generador de carga base con sus sistemas auxiliares asociados hasta que se sincronice con la red. Lo anterior también puede implementarse mediante un sistema de almacenamiento en baterías.



5

**INTEGRACIÓN
DE GENERACIÓN
RENOVABLE
EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS Y
DESCARBONIZACIÓN**

5 INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS Y DESCARBONIZACIÓN

En este capítulo se realiza un análisis de la integración de generación renovable y sistemas de almacenamiento en la transición del proceso de descarbonización hacia una matriz generadora renovable limpia. Se explica en particular cómo se puede lograr dicha transición empleando generadores estáticos (ERNC + BESS híbridos), generadores síncronos limpios (ERNC e hidráulicas) y BESS autónomos en reemplazo de los generadores síncronos emisores de CO₂.

5.1 Operación del Sistema Eléctrico

Entender el efecto de integrar de generación renovable al sistema y retirar de servicio de unidades generadoras producto de la descarbonización sobre el sistema eléctrico, es clave para identificar cuáles serán las necesidades de nuevos recursos que permitan una operación segura del sistema.

En la operación de los sistemas eléctricos, básicamente hay que abordar dos tipos de situaciones:

Equilibrio oferta demanda en condiciones normales de operación

En condiciones normales de operación, se debe mantener un equilibrio en tiempo real entre la generación y la carga, también ajustar la generación (o carga) y la topología para administrar los flujos de potencia a través de las instalaciones de transmisión.

La falta de coincidencia entre generación y demanda en tiempo real se resuelve en primera instancia mediante el control primario de frecuencia en donde participa un grupo de generadores síncronos que ajustan su producción automáticamente. En la corrección del error de frecuencia luego interviene el control secundario.

Comportamiento del sistema frente a fallas

Cuando ocurre una falla en el sistema eléctrico, lo usual es la operación sea desequilibrada mientras ella esté presente, pudiéndose producir redistribuciones de flujo por la red, desbalances entre potencia generada y demandada, además de requerimientos inusuales de potencia reactiva y depresión de tensiones.

Previo a la ocurrencia de una perturbación, el sistema está en estado de equilibrio, la ocurrencia de una contingencia saca al sistema de su estado inicial, hay una secuencia de eventos que ocurre durante la perturbación y como respuesta a esto las variables eléctricas y mecánicas se acomodan para alcanzar otro estado.

La respuesta temporal de las variables eléctricas y mecánicas del sistema (variables de estado) es conceptualmente similar a la que exhibe un sistema lineal de segundo orden. El sistema eléctrico

alcanzará un nuevo estado de operación estable, si el comportamiento de las variables de estado es exponencialmente amortiguado.

Alcanzar un nuevo estado estable cuando se presentan cortocircuitos en la red, depende de la severidad de la falla, de la oportuna actuación de las protecciones, de las reservas operacionales disponibles y de los sistemas de control de las unidades generadoras y la demanda.

Los sistemas de protecciones normalmente están diseñados para detectar magnitudes de corriente, impedancia y tensiones que sólo están presentes en condiciones de falla. Dicho de otra forma, son insensibles para las magnitudes esas mismas variables presentes en condiciones normales de operación. Como se verá más adelante esto es relevante en redes con alta presencia de generación renovable no rotatoria.

5.2 Dinámica de potencia activa / frecuencia

Cuando ocurren desconexiones intempestivas de alguna unidad generadora que presenta problemas, o pérdida de generación derivada de fallas severas en la red de transmisión, por lo general se produce un desequilibrio de potencia que afecta a todas las unidades generadoras.

El desequilibrio entre la potencia generada y la potencia motriz en un generador cambia la velocidad de la máquina y como consecuencia de esto la frecuencia eléctrica.

A nivel del sistema, transitoriamente se producirá un reajuste de las potencias inyectadas por unidades conectadas a la red, en un proceso dinámico electromecánico. Dependiendo de la severidad de la contingencia esto puede dar lugar a oscilaciones de potencia, corrientes excesivas en la red e inestabilidad dinámica de frecuencia.

Los mecanismos de control tradicionales disponibles en los sistemas eléctricos para estos eventos son:

- La primera respuesta es la inercial del sistema en donde la energía cinética de las máquinas rotatorias, mayoritariamente síncronas, provee un mecanismo de balance, al transformar la energía cinética en potencia eléctrica. Esto explica el cambio de la velocidad de giro.
- Luego la actuación de los esquemas de control de potencia primaria velocidad de las unidades generadoras.
- En medio del proceso la desconexión automática de carga como último recurso, si la frecuencia no se puede mantener dentro de los límites especificados tras aumentar la potencia generada por acciones de control primario.

Cuanto más severa sea la perturbación o más lenta sea la respuesta del sistema, la probabilidad de un colapso de potencia/frecuencia en la red aumenta.

5.3 Reemplazo tecnológico de máquinas rotatorias

Los efectos del reemplazo de máquinas rotatorias síncronas convencionales por otras máquinas generadoras rotatorias o estáticas de nuevas tecnologías se analizan a continuación enfatizando tres aspectos técnicos que complejizan la operación del sistema eléctrico (calce controlado de oferta/demanda de energía, disminución de inercia y decremento de nivel de cortocircuito).

Presencia de Energías Renovables Eólica y Solar PV

La generación de energía eólica y solar fotovoltaica tienen costos de operación muy bajos, lo que, desde el punto de vista del despacho económico, significa que mientras un sistema funcione dentro de las restricciones de operación y transmisión, estas centrales desplazarán la generación rotatoria convencional, muchas de ellas centrales térmicas que ocupan insumos primarios fósiles. En la medida que se incremente la potencia conectada de generación renovable, con un modelo de despacho económico tipo pool, aumenta el desplazamiento de centrales convencionales de mayor costo de operación.

Otra dimensión del mismo problema es emplear generación ERNC como reemplazo de generación térmica implícita en la estrategia de descarbonización o la indisponibilidad de generación hidráulica a causa de la merma de recursos hídricos que afecta al país asociada con el calentamiento global.

Finalmente mencionar el hecho que no es posible abastecer la demanda a todas horas sólo con generación PV o eólica porque la presencia de los recursos primarios que son transformables en electricidad no coincide con las horas en que esta se demanda.

Descarbonización reemplazo de centrales térmicas convencionales

La estrategia de descarbonización hoy está planteada en términos de retirar de servicio las plantas carboneras. En reemplazo de éstas en el corto plazo puede recurrirse a centrales térmicas a gas, generación hidráulica o renovables no convencionales. Los problemas que subyacen con este reemplazo son varios y hay que abordarlos:

Las unidades térmicas carboneras son las unidades de mayor inercia, su falta hace que la respuesta dinámica del sistema frente a desequilibrios de generación carga sea más compleja.

Al reemplazar esta generación por unidades estáticas se disminuye el nivel de cortocircuito en el sistema. Este problema debe estudiarse porque compromete la actuación segura y selectiva de protecciones contra fallas.

En el mediano plazo, también se tratará de retirar de servicio las centrales a gas y el fenómeno se repetirá.

Máquinas rotatorias no emisoras de CO2

Al igual que lo que ocurre en las plantas generadoras hidráulicas, en las centrales CSP y térmicas alimentadas con hidrógeno verde, el proceso de transformación del insumo primario en electricidad es electromecánico y no emisor de CO2.

Así, la generación de potencia activa y reactiva ocurre en el alternador y desde ese punto de vista los servicios principales y complementarios que pueden proveer son los mismos que entregan las máquinas rotatorias.

5.4 Comparación de servicios provistos por máquinas rotatorias y estáticas

En esta sección se hace una comparación cualitativa de los servicios que pueden entregar las máquinas rotatorias y las estáticas. El propósito de esto es identificar el espacio de oportunidad para los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). En la Tabla 4 se emplean tres colores; verde para indicar cumplimiento pleno, amarillo para parcial y blanco para ausencia del atributo.

En el caso de las máquinas rotatorias, las unidades hidráulicas, algunas turbinas a gas y generadores Diesel, pueden prestar todos los servicios, excepto el control rápido de frecuencia.

Las unidades a carbón no tienen partida autónoma, no participan del control primario de frecuencia.

Por su parte las máquinas estáticas, parcialmente pueden entregar energía y potencia firme en forma continua, por la ausencia del recurso primario. En amarillo también se muestran servicios que pueden ser provistos en forma parcial. No entregan inercia porque no son rotatorias, tampoco pueden participar del control primario de frecuencia a menos que trabajen con un vertimiento aceptado permanente.

Si se diseñan plantas con máquinas estáticas y sistemas de sistemas de almacenamiento, éstas pueden desarrollar los mismos servicios que las máquinas rotatorias y más.

Servicio	Aspecto	Rotatoria	Estática	Estática + BESS
Principal	Potencia			
	Energía			
Intrínseco	Inercia			
	Corriente de Cortocircuito			
Complementario	Control de Frecuencia	Rápido (CRF)		
		Primario (CPF)		
		Secundario (CSF)		
		Terciario (CTF)		
	Control de tensión			
	Desconexión de Generación			
	Aislamiento Rápido			
	Partida Autónoma			
Plan de Defensa contra Contingencias				

Tabla 4: Comparación de gama de servicios entre máquinas rotatorias y estáticas (verde para indicar cumplimiento pleno, amarillo para parcial y blanco para ausencia del atributo)

A large, white, stylized number '6' is the central focus, overlaid on a background of a solar farm. The solar panels are arranged in neat rows, receding into the distance. In the background, a single wind turbine stands against a clear blue sky. The overall scene is a clean, modern representation of renewable energy infrastructure.

6

**MODELOS DE
NEGOCIO**

6 MODELOS DE NEGOCIO

En este capítulo se aborda, en base a los análisis realizados en los capítulos anteriores, la definición de modelos de negocio para plantas generadoras híbridas ERNC + BESS, BESS dedicados a arbitraje, servicios complementarios prestados por BESS autónomos, BESS como elementos de infraestructura en los sistemas de transmisión y los BESS en la demanda.

6.1 Definición de tipos de Modelo de Negocio

Para seleccionar proyectos de inversión, lo usual es evaluar la rentabilidad de éstos considerando la inversión, los costos de operación y mantenimiento, los impuestos, etc. y los ingresos percibidos por el proyecto durante su vida útil, todo aquello descontado a una cierta tasa.

El modelo de negocio establece la forma en que es posible recaudar los ingresos, vistas las características propias de proyecto y las oportunidades que ofrece el mercado en donde estará inserto. Obviamente las reglas de esos mercados acotan el espacio de factibilidad y un modelo de negocio aplicado en un mercado no necesariamente va a ser factible en otro.

En las secciones siguientes se explicarán algunos modelos de negocio y sus sustentos.

6.2 Plantas generadoras híbridas VRE con BESS

Si se diseña una planta generadora ERNC, eólica, fotovoltaica o de otro tipo que emplee un BESS para almacenar la energía eléctrica captada por la máquina que transforme el recurso primario en electricidad (ver Figura 20), el efecto práctico es que esa planta está en condiciones de entregar todas las prestaciones de las máquinas síncronas y más (por ejemplo, el control rápido de frecuencia o la aislación rápida entre otras). Dicho de otra forma:

- podrá aportar potencia de suficiencia,
- entregar energía en forma continua,
- prestar servicios complementarios de control de frecuencia y tensión,
- tener partida autónoma y participar en el PRS

El modelo de negocio será el mismo que el de una central convencional, esto es que el beneficio neto del proyecto, habiendo sumado todos los tipos de ingresos (potencia, energía y SSCC) y descontado los costos operacionales y tributarios, sea mayor o igual que la anualidad del valor de la inversión determinada a la tasa del inversionista.

Es importante notar que la inversión y los costos de operación del BESS en este caso serán parte del total correspondiente a la planta generadora, así si el costo de desarrollo conjunto (VRE+BESS) es menor o igual al costo de energía del mercado (infra marginal en el caso chileno actual) la rentabilidad del BESS está asegurada y los servicios complementarios que pudieran prestarse tendrían un bajo costo, toda vez que no debe remunerar por esa vía la anualidad de la inversión del BESS.

6.3 Arbitraje con BESS

Cuando un comercializador emplea un BESS para operar en el mercado mayorista, se supone que retira energía en horas de bajo costo y la inyecta en horas en que el precio de la energía es mayor que costo del retiro. El margen monetario entre los precios de compra y venta de energía que logra el comercializador debe ser suficiente para cubrir los costos de inversión y operacionales y el riesgo asociado al negocio.

Se deben analizar en este caso dos situaciones:

- En un mercado de pool, el operador del sistema en base a modelos matemáticos determinará cuando se retira o se inyecta energía con el BESS. Cómo se está optimizando el costo de operación del sistema, no necesariamente esto asegura la rentabilidad del proyecto del BESS. De este modo, el modelo de negocio apto para operar en este tipo de mercados es el de licitaciones de largo plazo que remunera mediante cuotas la anualidad de la inversión y los costos fijos de operación. Los costos variables a su vez, remunerados por el margen operacional de compraventa cuando el BESS está arbitrando.
- Si el mercado corresponde a una bolsa de energía, será el propietario del BESS, el que definirá su oferta. Se supone que el precio lo establece para cubrir los costos de inversión y los operacionales. El riesgo en este caso estará en escoger el mercado adecuado.

6.4 Servicios Complementarios con BESS autónomo

Si un BESS se instala como un equipo autónomo destinado a prestar un servicio complementario o un conjunto de ellos según sea su diseño, con los ingresos anuales que se obtengan de la prestación de esos servicios, se debe pagar la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento, los impuestos y otros costos si existieran. Esto último es coincidente con la forma que se remuneran los activos de los sistemas de transmisión:

$$\text{Ingreso anual} \geq aVI + COMA + aEIR$$

Evidentemente, el precio a cobrar por un servicio complementario prestado bajo esta modalidad deberá ser mayor que el mismo servicio que se provea con una central VRE+BESS, porque parte importante de los costos asociados al BESS en este caso son remunerados por el costo de desarrollo y en consecuencia el modelo de negocio que se debe adoptar para un BESS autónomo es diferente.

El modelo de negocio apto para prestar este tipo de servicios es el de licitaciones de largo plazo que remunera mediante cuotas la anualidad de la inversión y los costos fijos de operación. Los costos variables a su vez deben ser remunerados por el margen operacional:

En un mercado de pool, mediante subastas con oferta a costo marginal o más, porque se compete con unidades convencionales supramarginales.

En una bolsa de energía una oferta competitiva.

6.5 BESS como elementos de infraestructura en sistemas de transmisión

Si los BESS se consideran como elementos de infraestructura en los sistemas de transmisión, es evidente que desde el punto de vista regulatorio recibirán el mismo tratamiento que las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas. Esto es una remuneración igual a:

$$VATT = aVI + COMA + aEIR$$

En Chile, los activos de transmisión son licitados por orden de la autoridad. La remuneración para los próximos 5 períodos tarifarios (20 años) la define el proponente adjudicado. Pasado ese período, la remuneración la determina la autoridad en los estudios tarifarios respectivos.

6.6 BESS en la Demanda

En el caso de los sistemas de almacenamiento intensivos en energía, vistos como elementos asociados a la demanda, su función será recortar puntas en horas de demanda máxima por una cantidad de tiempo limitado (horas) durante el período anual de control. Un proyecto de este tipo será rentable para un escenario dado, si el valor presente de la diferencia de potencia evitada de contratar sea mayor o igual que el valor presente del VATT más el valor residual del proyecto, si existe.

MARCO REGULATORIO CHILENO

7



7 MARCO REGULATORIO CHILENO

En este capítulo se analiza el estado del arte de la legislación en Chile directamente relacionada con los sistemas de almacenamiento, desde la Ley General de servicios Eléctricos, varios reglamentos y Normas Técnicas tales como: DS109, DS113 y su NT, DS62 y Reglamento de Potencia, DS125, DE128, DS37 y Ley 21.505, que promueve el almacenamiento y electromovilidad.

7.1 DFL 4 Ley General de Servicios Eléctricos

Como es de conocimiento, el sector eléctrico chileno tiene como primera regulación, que consagra y establece el marco general de actuación tanto del Estado a través de sus entidades sectoriales, como de los privados que desarrollan los negocios relacionados con nuestro sistema y mercado eléctrico, el DFL4 “Ley General de Servicios Eléctrico” (en adelante, “LGSE”), cuya fecha de entrada en vigencia data del año 1982, y que durante el transcurso de los años ha sufrido diversas modificaciones en razón a las necesidades y cambios de nuestro sector.

En su origen la LGSE únicamente reconocía la gran distinción binaria entre sistema de transmisión – y sus diversos subsistemas: Nacional, Zonal y Dedicado-, y el segmento de generación de energía eléctrica. Al efecto el primer reconocimiento a nivel legal fue establecido por medio de la Ley Nº20.936 – “Ley de Transmisión”- que vino a modificar la LGSE en varios aspectos, incluyendo diversas menciones a los “Sistemas de Almacenamiento”.

Al efecto, podemos destacar las principales modificaciones regulatorias, que han dado un puntapié inicial en el desarrollo normativo de estos sistemas:

Definición de Sistema de Almacenamiento

El artículo 225 de la LGSE consagra un conjunto de definiciones que deben ser utilizadas al momento de implementar y/o analizar el funcionamiento jurídico de nuestro sector. En este sentido se incorporó el siguiente nuevo concepto:

“ad) Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.

Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.”

Calidad de Coordinado

Dentro del nuevo Título II Bis se extiende la calificación de entidad coordinada, y por ende sujeta a las órdenes y directrices que establezca el Coordinador Eléctrico Nacional, acorde a lo siguiente:

“Artículo 72°-2.- Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante "los coordinados", estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo con la normativa vigente [...]” (el resaltado es nuestro)

Es relevante destacar que el mismo art. 72-2 en su inciso tercero establece:

“El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.”

Tomando en consideración la ubicación de dicho inciso, debe entenderse que dichas exigencias se relacionan directamente con la calidad de coordinado del titular respectivo, y que al efecto deberán ser desarrolladas en los respectivos reglamentos, siempre bajo un criterio técnico.

Compensaciones por indisponibilidad de suministro

Para este tema en específico, la Ley de Transmisión incorpora una distinción respecto a las sanciones a aplicar en caso de eventos o fallas que afecten a instalaciones eléctricas, y que no estén destinadas a prestar servicios de distribución de energía eléctrica, y que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales sean estos libres o regulados.

Al efecto, el artículo 72-20 prescribe en su inciso 6to lo siguiente:

“Tratándose de empresas que operen instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía, el monto a compensar no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En estos casos, el monto máximo de la compensación será de veinte mil unidades tributarias anuales” (el resaltado es nuestro).

Los artículos transcritos son los únicos que se refieren directamente a los Sistemas de Almacenamiento. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario hacer presente el siguiente artículo que resultan relevantes para las materias acá analizadas:

Mercado eléctrico. Bien sabemos que el mercado eléctrico es aquel en donde se encuentran oferentes y demandantes de suministro de energía eléctrica y potencia, que se sustenta en base al funcionamiento coordinado de diversas infraestructuras/componentes físicos (sistema eléctrico), que cuenta con su definición propia en la LGSE.

Por su parte, el mercado eléctrico no cuenta con una definición legal, sin perjuicio de lo cual es clave el contenido establecido en el art.149 en sus incisos 2º, 3º, 4º y 5º de la LGSE, que ha saber señala:

“Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.

Estos costos serán calculados por el Coordinador.

Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72º-1, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162º.

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162º, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo.”

De los artículos transcritos debemos destacar que el derecho de participar en el mercado eléctrico de energía y potencia, está únicamente reconocido para aquellos propietarios de medios de generación, concepto último que no se encuentra definido legalmente [5], con lo cual se genera la incertidumbre respecto a la participación de titulares relacionados con los Sistemas de Almacenamiento, la cual como veremos está tratada en el Proyecto de Ley actualmente en trámite.

7.2 DS128 Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica

En el año 2016, en un contexto donde había un potencial proyecto de central de bombeo llamado Valhalla, el regulador precisó cómo sería su operación en el “Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica”. El reglamento fijó un procedimiento de la operación por parte del coordinador para las centrales de bombeo igual o superiores a 200 MW sin variabilidad hidrológica, el cual posteriormente el 2019 es derogado por el DS125, que trata de un nuevo reglamento de coordinación y operación del SEN.

Para este tipo de centrales se definieron dos tipos de operación, denominados “Modo Generador” y “Modo Bombeo”, en el cual los retiros realizados por el primer modo serán destinados sólo a la operación misma de la planta, y no considera los efectos de retiros para clientes libres o regulados,

La programación tiene como fin la operación de la central con tal de minimizar los costos sistémicos. En dicha programación participa activamente tanto el operador de la central de bombeo como el coordinador, reflejándose una cierta flexibilidad al momento de la decisión.

El procedimiento es:

- 1) Propietario presenta programa de bombeo al CEN
- 2) Coordinador determina programa de bombeo eficiente y compara con el del propietario
- 3) Se determinan las horas en las cuales el programa de bombeo no contribuye a la operación económica y segura del sistema
- 4) Programa de bombeo definitivo

El operador semanalmente debe comunicar el programa de bombeo, en un horizonte de tiempo que el coordinador determinará dependiendo de las características técnicas de la central.

La idea de la determinación de las horas que no contribuyan a la operación económica y segura del sistema es intentar penalizar a las centrales en caso de que se escoja un programa de bombeo diferente al óptimo. Esta penalización se verá reflejada en el balance de potencia, teniendo la central que pagar en caso de tener niveles superiores de carga al óptimo en las horas de punta.

Es importante notar que, tanto en cualquiera de los dos modos, la central participa en las transferencias por servicios complementarios.

Modo Generador

Se realiza un despacho centralizado de acuerdo con un costo variable valorizado según el retiro de la central a precio de mercado spot, durante una venta de valorización, ajustado por un factor que refleje pérdidas en la operación de la central. La fórmula se detalla en la ecuación (9.2.1).

$$CV = \frac{\sum(P_{spot_h} * E_{retirada_h})}{E_{retirada_{total}}} * \eta \quad (9.2.1)$$

Respecto a las transferencias de potencia, se considerará para la potencia inicial el factor de disponibilidad según (9.2.2) y (9.2.3). La Potencia Inicial de la Central de Bombeo corresponderá al producto del valor de potencia máxima de la unidad generadora por el menor valor del factor de disponibilidad de los últimos 5 años.

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^{H_A} n_i}{H_A} \quad (9.2.2)$$

$$n_i = \min\left(\frac{h_i}{5}, 1\right) \quad (9.2.3)$$

Donde:

h_i = Cantidad de horas en que la Central de Bombeo hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo a la cota informada en la hora i .

H_A = Horas totales del año correspondiente. Para el primer año de operación de la Central de Bombeo, este valor se contará a partir de su fecha de entrada en operación

Luego, para potencia de suficiencia definitiva, se calcula su indisponibilidad forzada según aquellas horas en que no incurra en el despacho, o que cargue en horas las cuales fue considerada para descarga.

Modo Bombeo

El modo bombeo es un retiro más del sistema, pero en este caso queda exento de varias obligaciones, las cuales se presentan a continuación:

- No deben acreditar el 5% de inyección ERNC.
- No deben pagar peajes por uso de la red
- No participan en las transferencias por precios estabilizados.
- No se consideran para certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada.

7.3 DS125 Reglamento de Coordinación de la Operación

El 20 de diciembre del 2019 se publicó un nuevo reglamento de coordinación y operación del SEN (Decreto 125). Este nuevo reglamento establece disposiciones aplicables a la coordinación y operación del SEN, reproduciendo lo establecido en la LGSE (artículo 72-2), abarcando las materias necesarias para el adecuado ejercicio que debe realizar el Coordinador. Dicho ejercicio consiste en

velar por una operación segura, eficiente económicamente y de acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

El reglamento deroga el DS291, anterior que establecía la estructura, funcionamiento, y financiamiento de los CDC; y también el DS128, el cual reglamentaba sobre las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.

A la fecha, la Comisión Nacional de Energía se encuentra desarrollando las Normas Técnicas para llevar a la práctica lo indicado en el reglamento. Para la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, los capítulos de los Costos Marginales y el capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado ya se encuentran aprobados mediante la resolución exenta 253.

Por otra parte, bajo la resolución exenta n°259, se aprobó el capítulo sobre la declaración de costos variables, especificándose que para los recursos gestionables ¹se considerará como costo variable no combustible aquellos costos que tengan relación directa con la operación de las instalaciones y que le permiten la gestión de la energía, separados en un costo variable de mantenimiento, y un costo de operación no combustible. Sin embargo, aún no se especifica cómo se calculará íntegramente el costo variable, dado que parte del cálculo será determinado en el futuro capítulo de la Programación de la Operación.

Así, aquel capítulo, junto con los restantes de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, se encuentran aún en desarrollo.

Algunos de estos capítulos impactarán directamente en cómo los sistemas de almacenamiento serán operados diariamente, por lo que el motivo de la presente sección es presentar lo que el reglamento indica sobre la operación de estos.

El reglamento reitera la clasificación de los Coordinados, ya indicado en la LGSE, pero adicionando la figura del autoproducer. Dentro de ellos, un sistema de almacenamiento se encontraría dentro de las siguientes categorías:

- Central renovable con capacidad de regulación
- Central renovable con capacidad de almacenamiento
- Sistemas de almacenamiento de energía
- Central con almacenamiento por bombeo

Así, la operación de estas tecnologías dependerá respecto al tipo de recurso que gestiona (electricidad o recurso primario), y a su ubicación en el sistema eléctrico.

En el caso de los sistemas de almacenamiento de energía, estos podrían ubicarse detrás del medidor de los consumidores, donde la operación se encontraría a riesgo del dueño dado que se utilizaría para la modificación de su curva de consumo.

¹ Recurso Gestionable: Central renovable con capacidad de regulación, centrales renovables con capacidad de almacenamiento, sistema de almacenamiento de energía o central con almacenamiento por bombeo.

Por otra parte, el almacenamiento de energía ubicado directamente en la red podría considerarse como un activo de una empresa de transmisión, con una operación a riesgo del Coordinador. Aquella figura consideraría un pago fijo por el activo según una licitación realizada por el Estado.

Finalmente, en el caso que una empresa generadora sea dueña de un sistema de almacenamiento, se obtendrían ingresos variables según cómo se valoriza la gestión de la energía en el mercado de energía y servicios complementarios; además de su disponibilidad en la provisión de suficiencia. En este contexto, se encuentran las figuras de centrales renovables con capacidad de regulación, centrales renovables con capacidad de almacenamiento, centrales con almacenamiento por bombeo y los sistemas de almacenamiento directamente conectados a la red.

También, hay que notar que el reglamento de centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica (DS128) ya daba luces respecto a cómo en general las tecnologías de almacenamiento serán tratadas. Incluso, ya se cuenta con experiencia en la operación de “Central renovable con capacidad de almacenamiento”, como es el ejemplo de la batería Virtual Dam de AES ANDES. El proyecto considera una batería asociada a la central hidroeléctrica Alfalfal, la cual se despacha a criterio del CEN, pero con sugerencias por parte del dueño del activo. Si bien este proyecto inicialmente ingresó bajo la figura de “Central hidroeléctrica con capacidad de regulación”, con el nuevo reglamento este complejo debiese pasar a la categoría de “Central renovable con capacidad de almacenamiento”. Esto último, ya que en este caso el sistema de almacenamiento gestiona electricidad, y no regula el recurso primario de la central.

Además, dado que aún no está terminada norma técnica que indicará cómo llevar a cabo la totalidad de lo expuesto en el presente reglamento, el 2020 el CEN desarrolló un procedimiento para el tratamiento de las “Centrales renovables con capacidad de regulación” (DPRO-GM-SEN-N07)[*].

Por lo tanto, en el contexto del negocio de la generación, es importante tener claro el procedimiento de cómo operarán los sistemas de almacenamiento y sus posibles riesgos.

Por ejemplo, para el caso de “Central renovable con capacidad de almacenamiento”, el reglamento distingue tres modos de operación, los cuales serán considerados por el Coordinador a la hora de programar la operación de la planta.

- Modo Carga: Aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento
- Modo Descarga: mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico
- Modo Generación Directa: en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

Además, el Coordinado deberá informar al Coordinador, de acuerdo con lo que se indique en la norma técnica, toda la información necesaria sobre el recurso primario de la planta de generación y los antecedentes del sistema de almacenamiento:

- Capacidad de almacenamiento
- Nivel o volumen de energía almacenada
- Pronóstico de generación y de energías afluentes

- Potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento
- Operación esperada de la central
- Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico

Considerando los modos operativos mencionados, y los antecedentes solicitados, es importante notar que el Coordinador podrá instruir retiros en virtud de seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello.

Respecto a los pronósticos de generación, el Coordinado deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.

Finalmente, el CEN calculará un costo variable asociado a la planta, la cual será incorporado en programación de la operación, basado en dos metodologías:

- Considerar la central en la lista de prioridad de colocación con un costo igual a su costo variable declarado
- Colocación óptima de la energía almacenada mediante un programa de operación eficiente. Se calculará el valor de energía almacenada que no podrá ser inferior al CV declarado, y dicho valor será incorporado a la lista de mérito.

Sin embargo, en la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable para la elaboración del listado de prioridad, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico.

7.4 DS 113 Reglamento SSCC

7.4.1 Introducción al DS 113, Reglamento de SSCC.

Servicios Complementarios a la red eléctrica, un diagnóstico, análisis de barrera y recomendaciones a nueva fuente de desarrollo de negocios de proyectos energéticos en Chile (CIGRE CHILE).

El artículo 72°-7 de la Ley General de Servicio Eléctricos, incorporado mediante la Ley N° 20.936 de 2016, introdujo en Chile una nueva regulación para la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), estableciendo la posibilidad de que dicha prestación se materialice a través de mecanismos de mercado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica y de calidad para el conjunto de instalaciones, cumpliendo así con el estándar de código de red de Chile conocido como NTSyCS, que regula técnicamente el funcionamiento del SEN.

Entre los SSCC se encuentran, por ejemplo, los servicios para la regulación de frecuencia, los servicios para la regulación de tensión y los servicios para la recuperación del sistema ante falla. Los SSCC tienen como objetivo potenciar la red eléctrica en Chile y, por lo tanto, mejorar su confiabilidad y disponibilidad. Los SSCC a la red también pueden crear oportunidades para desarrollar nuevos proyectos que suministren ciertos atributos a la red eléctrica. La nueva regulación también permite el desarrollo futuro de nuevas capacidades técnicas al Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador) en un entorno que experimenta una rápida penetración de energía limpia, tales como necesidad

futura de inercia y proporcionar los atributos de flexibilidad al sistema eléctrico que defina el regulador.

En el nuevo régimen, los coordinados presentes en el Sistema Eléctrico deben poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan o deba ser instalada para la prestación de los SSCC, debiendo el Coordinador establecer el mecanismo mediante el cual dicha prestación debe materializarse y remunerarse de acuerdo con las condiciones establecidas en la Ley. La regulación específica para el funcionamiento de los mercados de SSCC se encuentra establecida en el Reglamento de Servicios Complementarios, DS N°113/2017 del Ministerio de Energía, y en la Norma Técnica de Servicios Complementarios, aprobada mediante RE N° 786/2019 de la Comisión Nacional de Energía, y en algunas Resoluciones Exentas emitidas por la Comisión.

El procedimiento para determinar los SSCC recae en la Comisión Nacional de Energía (Comisión) y el Coordinador; este último prepara anualmente un informe preliminar de propuesta de SSCC. El informe determina la demanda de SSCC para el año siguiente, priorizando la utilización de los recursos existentes del sistema (por ejemplo, almacenamiento de energía, bancos de condensadores y máquinas de generación de energía existentes), pero además especifica las inversiones adicionales que se incorporarán dentro del Sistema Eléctrico Nacional. En este informe el Coordinador debe especificar las condiciones esperadas de competencia y el mecanismo mediante el cual se va a materializar la prestación de cada servicio requerido. Este informe puede además indicar algunas tecnologías específicas necesarias en ciertas zonas del SEN; al hacerlo, las partes interesadas entienden los SSCC requeridos en diferentes localizaciones del SEN. El primer informe elaborado por el Coordinador fue presentado en Julio del 2019, para empezar la prestación de los SSCC en el nuevo régimen a partir de enero de 2020. Adicionalmente el Coordinador prepara cada 4 años un estudio de Costos de SSCC. Tanto el informe como el Estudio de costos de SSCC sirven como insumos que permiten decidir a los interesados proveer SSCC, así como establecer una estrategia en el desarrollo de proyectos potenciales, y qué tecnología se puede utilizar para cumplir con los requisitos.

El Coordinador puede utilizar tres métodos para adjudicar Servicios Complementarios para el Sistema Eléctrico Nacional:

- Subastas Online
- Licitación Pública
- Adjudicación directa, sólo en circunstancias excepcionales señaladas en la Ley.

7.4.2 Mercado de SSCC

En el mercado de Servicios Complementarios chileno se pueden destacar cuatro etapas: determinación de los servicios, asignación, remuneración y pago por parte de los usuarios.

En la etapa de determinación de los servicios, la Comisión Nacional de Energía define, junto con el Coordinador, los Servicios Complementarios que deben prestarse en el sistema eléctrico para su correcto funcionamiento. El Coordinador, por su parte, debe elaborar anualmente un informe en el cual debe identificar los Servicios Complementarios que va a requerir el sistema eléctrico el siguiente año, los recursos que estarán disponibles en el sistema para su prestación, los nuevos recursos que deben ser instalados en el sistema, así como su calendarización y el mecanismo por el

cual se materializará su prestación y/o instalación. En este informe, el Coordinador debe también analizar y establecer si existen condiciones para la competencia en el mercado de cada uno de los Servicios Complementarios definidos, a fin de asignarlos mediante subastas. Para ello utiliza el indicador RSI3, que estima si la demanda del servicio complementario analizado puede ser abastecida o no por los recursos existentes cuando no son consideradas las 3 empresas con mayores recursos técnicos.

En el siguiente cuadro se presenta el resultado del análisis de las condiciones estructurales de competencia para la prestación de cada uno de los Servicios Complementarios definidos por la Comisión, en el último informe del Coordinador.

Subcategoría Servicios	Condiciones Estructurales
CPF+	NO
CPF-	SÍ
CSF+	SÍ
CSF-	SÍ
CTF+	SÍ
CTF-	SÍ
CT	NO
EDAC Subfrecuencia	SÍ
EDAC Contingencia Específica	NO
DMC	-
EDAG/ERAG por Contingencia Específica	NO
PDCE	NO
PDCC	NO
PA	NO
AR	NO

Figura 17: Condiciones de competencia en los mercados de SSCC. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Nota. **CPF:** Control de frecuencia primaria; **CSF:** Control de frecuencia secundaria; **CTF:** Control de frecuencia terciaria; **CT:** Control de Tensión; **EDAC:** Esquema de Desprendimiento Automático de Carga; **DMC:** Desconexión Manual de Carga; **EDAG:** Esquema de Desprendimiento Automático de Generación; **ERAG:** Esquema de Reducción Automática de Generación; **PA:** Partida autónoma; **AR:** Aislamiento Rápido; **PDCE:** Plan de Defensa contra Contingencias Extremas; **PDCC:** Plan de Defensa contra Contingencias Críticas.

Como se puede apreciar, de los servicios de regulación de frecuencia, solamente el servicio de control de frecuencia primaria de subida (CPF+) no podría ser asignado mediante subastas competitivas debido a que no existen condiciones de competencia en su mercado. Del resto de Servicios Complementarios analizados, solamente los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) por subfrecuencia podrían ser asignados en subastas competitivas.

Asignación de los servicios

Para la etapa de asignación, el Coordinador dispone de tres mecanismos a través de los cuales puede materializar la prestación de los Servicios Complementarios que requiere el sistema: mediante subastas, mediante licitaciones y mediante instrucción directa del Coordinador, los cuáles se detallan a continuación:

➤ Subastas

De acuerdo con el reglamento de SSCC, el Coordinador debe utilizar el mecanismo de subastas para adjudicar un servicio complementario cuando concurren dos condiciones: cuando el requerimiento del servicio sea de cortísimo plazo² y cuando el Coordinador ha determinado que existen condiciones de competencia para su prestación. Los servicios que se pueden prestar en el cortísimo plazo debieran utilizar, en su gran mayoría, los recursos técnicos ya instalados en el sistema eléctrico.

La Resolución Exenta N°442/2020 de la CNE establece que, en las subastas de Servicios Complementarios, los oferentes solamente deberán ofertar un precio que incluya el costo de desgaste de sus instalaciones, provocado por la provisión del servicio, así como costos de mantenimiento, habilitación y/o implementación del servicio. Los costos de oportunidad y sobrecostos por proveer el servicio no deben ser considerados en las ofertas, ya que serán remunerados como pagos laterales, de acuerdo con la provisión real del servicio por parte del oferente y considerando el costo marginal real del sistema³.

Los costos de oportunidad y sobrecostos que se calculan para los servicios de control de frecuencia varían dependiendo de si se trata de servicios de subida o bajada de carga. De acuerdo con el informe de monitoreo de la competencia del año 2021 realizado por el Coordinador, éstos se calculan utilizando los siguientes criterios⁴:

Para los servicios de control de frecuencia de subida, las unidades que fueron despachadas por orden de mérito y que prestan el servicio complementario, deben reservar la potencia que comprometieron para el servicio complementario, sin poder inyectarla al sistema, lo cual genera un costo de oportunidad en cada periodo que prestan el servicio, que se puede calcular como:

$$CO = \max(0, CMg - CV) * Adj * (1 - FA)$$

² El reglamento entiende por “cortísimo plazo” cuando la prestación del servicio es por un plazo inferior a seis meses y el periodo que media entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio es inferior a quince días.

³ Antes de esta resolución, las ofertas debían incluir todos los costos que incurren los oferentes por prestar el servicio, incluyendo sobrecostos y costos de oportunidad.

⁴ Las fórmulas utilizadas en dicho informe sirven para fines ilustrativos, para comprender los componentes de los costos de oportunidad y sobrecostos involucrados. Para todos los casos, incluimos además la restricción que impide tener una valorización negativa del servicio. Las fórmulas concretas que utiliza el Coordinador se encuentran establecidas en las RE 443/2020, RE 493/2020, en el estudio de costos y en la norma técnica.

Donde CO corresponde al costo de oportunidad de la unidad en el periodo, CMg corresponde al costo marginal real en la barra de inyección de la unidad respectiva, CV es el costo variable declarado de la unidad⁵, Adj es la cantidad adjudicada a la unidad para la prestación del servicio, que mantuvo disponible y sin inyectar al sistema, y FA es el factor de activación, que es igual a 1 si la unidad debió inyectar al sistema la cantidad adjudicada que tenía en reserva, o 0 si no lo tuvo que hacer.

Para los servicios de control de frecuencia de bajada, las unidades que fueron despachadas por orden de mérito y se encuentran inyectando y vendiendo carga al sistema en un determinado periodo, cuando el Coordinador les ordena activar el servicio deben reducir su inyección al sistema hasta la cantidad adjudicada, lo cual genera un costo de oportunidad que se puede calcular como⁶:

$$CO = \max(0, CMg - CV) * Adj * FA$$

Para los servicios de control de frecuencia de subida que utilizan unidades con potencia mínima a la que pueden operar (mínimo técnico), existen dos sobrecostos: el primero se origina cuando la unidad opera a mínimo técnico como reserva en giro, fuera del despacho económico, durante el periodo que presta el servicio, y el segundo se origina cuando se activa el servicio y la unidad debe inyectar la cantidad comprometida para el servicio, también fuera de despacho económico, lo cual se resume en la siguiente fórmula⁷:

$$SC = \max(0, CV - CMg) * (MT * Prorrata + Adj * FA)$$

Donde SC corresponde al sobrecosto, MT corresponde a la potencia de mínimo técnico a la que funciona la unidad respectiva, $Prorrata$ corresponde al porcentaje de la potencia MT que la unidad dedica a la prestación del servicio⁸, y el resto de la notación corresponde a lo señalado anteriormente.

Para los servicios de control de frecuencia de bajada que utilizan unidades fuera del despacho económico, como reserva en giro, dichas unidades deben producir carga igual a su mínimo técnico más la cantidad adjudicada para proveer el servicio, y al activarse el servicio deben reducir su inyección en la cantidad adjudicada, por lo que su sobrecosto se puede calcular con la siguiente fórmula:

⁵ Operando a plena carga, de acuerdo al RE 443/2020.

⁶ La fórmula asume que toda la cantidad adjudicada a la unidad tiene que reducirse al activar el servicio, pero en la práctica puede ser una cantidad menor.

⁷ La fórmula también es aplicable a centrales que no tienen mínimo técnico pero que al activarse operan fuera del despacho económico, en cuyo caso $MT = 0$.

⁸ Para evitar dobles pagos, en caso de que el generador esté prestando otros Servicios Complementarios, por ejemplo, si se encuentra prestando control primario y secundario de frecuencia al mismo tiempo. Se calcula en base a la cantidad adjudicada a cada uno de los servicios que esté prestando. La unidad debe recibir finalmente el sobrecosto total de su operación a mínimo técnico, considerando todos los servicios prestados.

$$SC = \max(0, CV - CMg) * (MT * Prorrata + Adj * (1 - FA))$$

Adicionalmente, el Coordinador también calcula sobrecostos que se originan por diferencias en el rendimiento de las centrales, tanto térmicas como renovables, por operar a distintos niveles de carga para proveer el servicio.

Las Resoluciones Exentas N° 443/2020 y 493/2020 de la CNE establecen las condiciones que debe seguir el Coordinador para evaluar las ofertas que sean recibidas en una subasta de servicios de control de frecuencia secundario y terciario y de control de frecuencia primario de subida, respectivamente.

En primer lugar, para cada servicio y bloque horario que está siendo subastado se debe calcular el RSI3.

Si el valor del RSI3 es menor a uno, no se evalúan las ofertas que hayan realizado las tres empresas con mayores recursos técnicos para proveer dicho servicio y bloque; por otro lado, se verifica que las ofertas que hayan realizado las demás empresas sean menores al precio techo de la subasta (Valor Máximo de Remuneración) para que puedan ser consideradas en la adjudicación.

Si el valor del RSI3 es mayor a uno, se evalúan todas las ofertas recibidas, pero en forma asimétrica. Las ofertas realizadas por las tres empresas con mayores recursos técnicos deben ser menores a un “costo representativo de desgaste”, definido por la Comisión,⁹ para que puedan ser consideradas en la subasta; en cambio, las ofertas que hayan realizado las demás empresas deben ser menores al precio techo para que puedan ser consideradas en la adjudicación.

Las subastas las debe realizar directamente el Coordinador mediante una plataforma informática y deben adjudicarse a aquellas ofertas que permitan la operación más económica del sistema eléctrico. Los ganadores de las licitaciones se obligan a cumplir con todas las condiciones establecidas por el Coordinador para la prestación de los Servicios Complementarios subastados, durante el periodo establecido para la prestación de estos.

➤ Licitaciones

De acuerdo con el reglamento de SCCC, el Coordinador debe utilizar el mecanismo de licitaciones para adjudicar un servicio complementario cuando el requerimiento del servicio no es de cortísimo plazo o cuando implique la instalación de nueva infraestructura en el sistema. Los servicios que se deben licitar deben establecerse en el informe anual del Coordinador.

Las licitaciones pueden ser nacionales o internacionales y deben ser realizadas por el Coordinador, el que publica las bases respectivas en su sitio web, estableciendo las especificaciones técnicas de los servicios licitados, el periodo de prestación de estos, las condiciones del proceso, el mecanismo

⁹ En la RE 443/2020 se establecen provisionalmente unos costos de desgaste representativos por tipo de tecnología, los cuáles varían desde 10 USD\$/MWh para una central a carbón hasta los 2 USD\$/MWh para una central de energía renovable (hidroeléctrica, fotovoltaica, eólica, geotérmica y almacenamiento).

de evaluación y adjudicación de las ofertas, la información que deben entregar los participantes y los requisitos técnicos y financieros que deben cumplir las ofertas. La Comisión puede fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones que se realicen, el cual se puede mantener en reserva hasta el momento de la apertura de las ofertas.

Las licitaciones deben adjudicarse a las ofertas más económicas que se reciban, de acuerdo con el mecanismo de evaluación y adjudicación establecido en las bases. Los ganadores de las licitaciones deben firmar un contrato de Servicios Complementarios con el Coordinador, en el que se estipularán las condiciones de prestación de los servicios licitados, cuya duración debe coincidir con el periodo de prestación el servicio establecido en las bases.

En caso de declararse alguna licitación total o parcialmente desierta, el Coordinador puede realizar una nueva licitación del servicio si las condiciones de seguridad del sistema eléctrico lo permiten, caso contrario, debe instruir su prestación directa.

➤ Instrucción Directa

De acuerdo con el reglamento de SSCC, el Coordinador puede ordenar la prestación directa y obligatoria de un servicio complementario en los siguientes casos:

Cuando las condiciones de mercado para la prestación del servicio no son competitivas, en caso de que las subastas de un servicio complementario se declaren total o parcialmente desierta y en caso de que la licitación de un servicio complementario se declare total o parcialmente desierta y las condiciones de seguridad del sistema no permiten la realización de una nueva licitación.

Cuando la prestación obligatoria del servicio deba hacerse con recursos técnicos existentes en el sistema, el Coordinador identificará a los coordinados e instalaciones que deben efectuar su prestación. En caso de que la prestación del servicio requiera instalar nueva infraestructura en el sistema, el Coordinador debe determinar el coordinado responsable de instalar dicha infraestructura, los plazos que tiene para hacerlo y su vida útil. Al momento de determinar la instalación obligatoria, el Coordinador debe considerar las alternativas que resulten en la operación segura y más económica del sistema o subsistema eléctrico, así como puede considerar otros criterios establecidos en el reglamento.

➤ Remuneración de los servicios

En la etapa de remuneración, el Coordinador reconoce distintos tipos de gastos y costos en los que incurren los coordinados por proveer cada servicio complementario, los que pueden incluir costos de inversión, habilitación y mantención, en el caso de nueva infraestructura y equipos que requieran ser incorporados al sistema para prestar los servicios, así como costos de oportunidad, activación y desgaste por prestar el servicio, en el caso de recursos existentes en el sistema.

La remuneración de los Servicios Complementarios depende directamente de la forma en que fueron asignados.

Los servicios asignados mediante subastas o licitaciones competitivas se remuneran en función del valor al cual fueron adjudicados. De existir pagos laterales (costos de oportunidad y sobrecostos), esto se suman al valor de adjudicación.

Los servicios que fueron provistos por instrucción directa del Coordinador, debido a que no existen condiciones de competencia en su mercado, se remuneran de acuerdo con los valores y mecanismos de valorización establecidos en el informe de costos del Coordinador.

Los servicios provistos por instrucción directa, debido a que sus subastas o licitaciones fueron declaradas parcial o totalmente desiertas, se remuneran en función de los valores máximos o mecanismos de valorización fijados para la respectiva subasta o licitación, o los que determine la Comisión en caso de que no hayan sido fijados.

El reglamento establece que solo se deben remunerar los Servicios Complementarios efectivamente prestados y/o efectivamente disponibles en el periodo requerido. Por esta razón el Coordinador debe verificar que los recursos técnicos comprometidos estén efectivamente disponibles y la infraestructura nueva esté debidamente instalada y habilitada para prestar el servicio. Asimismo, en caso de activación de algún recurso técnico, solo se debe remunerar lo realmente aportado por la unidad al servicio. Una misma instalación puede prestar varios servicios complementarios en una hora de servicio, el Coordinador debe establecer la proporción del tiempo de prestación efectiva de cada uno.

➤ Pago de los servicios

La etapa de pagos corresponde al pago por parte de los usuarios finales de los gastos y costos en los que incurrieron los coordinados por proveer los Servicios Complementarios. Para ello el Coordinador calcula el monto acumulado de los gastos y costos de los servicios prestados cada seis meses.

En el caso de la nueva infraestructura, los gastos y costos incurridos se utilizan para calcular un cargo único que todos los usuarios finales deben pagar mediante su consumo de energía. En el caso del uso de recursos técnicos ya existentes en el sistema eléctrico, utilizados para prestar los Servicios Complementarios, estos son pagados por las empresas de generación que realizan retiros del sistema eléctrico para abastecer a sus clientes, a prorrata de sus retiros de energía. No obstante, es usual que las empresas de generación incluyan una cláusula de traspaso de estos costos adicionales en los contratos de suministro de sus clientes libres, por lo que también son éstos últimos los que terminan pagando por los Servicios Complementarios prestados.

➤ Tratamiento del almacenamiento en el mercado de SCCC

Por sus características técnicas y rápida respuesta, algunos componentes de los sistemas de almacenamiento son recursos óptimos para prestar el servicio de control rápido de frecuencia (CRF) y ayudar a compensar la pérdida de inercia en los sistemas eléctricos descarbonizados. Los sistemas BESS, por ejemplo, son óptimos para prestar CRF de subida y bajada, y los sistemas de almacenamiento en centrales fotovoltaicas y eólicas son óptimas para prestar CRF de bajada,

mediante el uso de inversores. De hecho, el último estudio de costos publicado por el Coordinador identifica el costo de inversión, habilitación, pruebas y mantenimiento de tres BESS de distinto tamaño (2, 12.8 y 20 MW) que pueden instalarse en el sistema para prestar CRF, así como los costos asociados a un multimetro de variables eléctricas para las centrales fotovoltaicas y eólicas.

El reglamento también señala que cuando los sistemas de almacenamiento se adjudiquen Servicios Complementarios mediante subastas o licitaciones, el Coordinador debe resguardar y establecer la compatibilidad entre la prestación del servicio con el arbitraje de precios que realizan estos sistemas, considerando prioritaria la prestación del servicio complementario, así como la compatibilidad con otro tipo de servicios que el sistema pueda realizar de acuerdo con la normativa.

Cuando los sistemas de almacenamiento presten servicios mediante licitaciones o instrucción directa que impliquen nueva infraestructura, no deberán participar de los balances de inyecciones y retiros en la proporción que corresponda a la prestación del servicio, sin perjuicio de que la energía inyectada o retirada por estos sistemas deberá contabilizarse, valorizarse y considerarse en la remuneración del servicio y cálculo del cargo único que deben pagar los usuarios, pero sin modificar la remuneración total que debe recibir el sistema por la prestación del servicio

Cuando los sistemas de almacenamiento presten servicio mediante subastas, sí participan de los balances de inyecciones y retiros del sistema, asumiendo los saldos de inyecciones y retiros valorizados que correspondan en dicho balance. No obstante, cuando se trate de retiros, los sistemas de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales (como los cargos por transmisión y por SSCC).

7.4.3 Identificación de deficiencias

De la descripción del mercado de Servicios Complementarios y de las características propias de los sistemas de almacenamiento, se pueden identificar algunos vacíos existentes en la regulación actual del mercado de SSCC, que se pueden corregir. A continuación, se discuten estos vacíos y propuestas para cada mecanismo de asignación utilizado.

Deficiencias de Mercado

El mercado es dimensionado a través de entes que son en sí mismo parte de la operación técnico eficiente del sistema, por lo tanto, se genera una condición de “no mercado” donde la estimación de la demanda podría inherentemente tener un sesgo en el hecho de no habilitar más demanda con el objetivo de no “encarecer” el sistema eléctrico. Es así como podría darse la situación que activos con capacidad instalada y operativa dentro del sistema, no sean considerados para ofrecer servicios complementarios a la red eléctrica. Sin embargo, podría pasar que, por el contrario, en el transcurso de la operación del sistema eléctrico y en el proceso de calzar la demanda y la oferta del sistema por parte del Coordinador Eléctrico, este último requiera la utilización de dicho activo, derivando en una instrucción directa para su utilización, generando un espacio para la controversia, ya que el Coordinador no reconoce actualmente en las fórmulas los costos de oportunidad y sobrecostos, la naturaleza inter temporal del negocio del almacenamiento en particular, pudiendo además afectar la vida útil del activo de almacenamiento y por consiguiente que el activo sea “sub-remunerado”,

adicionalmente impactando fuertemente su vida útil si las instrucciones directas son recurrentes sobre el mismo activo.

Deficiencias en el Mecanismo de Subastas

Las fórmulas de los costos de oportunidad y sobrecostos que utiliza el Coordinador para calcular los pagos laterales que deben recibir los coordinados por la prestación de los servicios de regulación de frecuencia, están expresados para un periodo específico de prestación del servicio. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento tienen la capacidad de arbitrar energía en el mercado eléctrico, cargando el sistema cuando el precio de la energía es bajo y descargándolo cuando el precio es alto. Esta capacidad, que forma parte importante del beneficio que puede obtener el sistema de almacenamiento en el mercado para rentabilizar sus inversiones, determina que tanto los costos de oportunidad como los sobrecostos tengan una naturaleza inter temporal y no solamente asociada al momento en que el servicio es prestado. Esta naturaleza inter temporal de los costos no está debidamente recogida en las fórmulas aprobadas en las RE 443/2020 y 493/2020.

Para ilustrar el problema, nos colocamos en un caso hipotético en el que un coordinado posee 10 MW de almacenamiento, que planifica cargar en el momento t , cuando el CMg es bajo, y descargarlo en el momento $t+2$, cuando el CMg es alto.

El coordinado está evaluando participar en una subasta de control de frecuencia de subida, con 5 MW a proveer en el momento $t+1$, a un CMg esperado menor a $t+2$.

En este caso, si el servicio no se activa, el coordinado no incurre en costo de oportunidad, ya que los 5 MW de reserva no utilizados los puede vender en el momento $t+2$.¹⁰ Tampoco incurre en sobrecostos.

No obstante, si el servicio se activa, el coordinado incurre en el costo de oportunidad de inyectar y vender los 5 MW en el momento $t+1$ y no en el momento $t+2$, a un CMg esperado más alto. El costo de oportunidad “real” en que incurre el coordinado por inyectar los 5 MW en $t+1$ es:¹¹

$$CO = 5 * (E(CMg_{t+2}) - CMg_{t+1})$$

Donde, $E(CMg_{t+2})$ corresponde al costo marginal esperado en $t+2$ si no se presta el servicio complementario y CMg_{t+1} corresponde al costo marginal real en $t+1$. En este caso sí es posible

¹⁰ Esto, sin embargo, asume que el coordinado tiene la posibilidad de inyectar esa carga adicional en el sistema, lo cual no podría hacer si debe anunciar con anterioridad al coordinador su plan de carga y descarga para ese día y está obligado a respetarlo en la operación. En dicho caso, también incurre en un costo de oportunidad si no puede descargar los 5 MW que reservó.

¹¹ Se utiliza en la fórmula el costo marginal real en $t+1$ y no el esperado, para seguir con el mismo criterio utilizado en la RE 493/2020 de remunerar en base a los valores observado. Sin embargo, no se debe utilizar el Costo Marginal real observado en $t+2$ debido a que si el coordinado hubiera podido inyectar toda la carga de su sistema de almacenamiento en $t+2$, presionaría el valor del CMg a la baja, por lo que el CMg esperado en $t+2$ sería sistemáticamente menor al observado.

tener un sobre costo, si el rendimiento del sistema de almacenamiento baja por tener que inyectar con un menor almacenamiento en t+2.

Supongamos ahora que el coordinado está evaluando participar en una subasta de control de frecuencia de bajada, con 5 MW a proveer en el momento t+1, a un CMg esperado mayor a t.

Para proveer el servicio el coordinado debe mantener vacío 5 MW de potencia en su sistema de almacenamiento, que puede ser utilizado en t+1. Por consiguiente, si el servicio no se activa, el coordinado incurre en un costo de oportunidad por los 5 MW que no cargó en t y no vendió en t+2, por la diferencia esperada de precios en ambos momentos, de la siguiente manera:

$$CO = 5 * (E(CMg_{t+2}) - E(CMg_t))$$

En este caso sí es posible tener además un sobre costo, si el rendimiento del sistema de almacenamiento es menor por la menor carga almacenada en t.

Por otro lado, si el servicio se activa y el coordinado debe cargar su sistema de almacenamiento con los 5 MW comprometidos para el periodo t+1, también incurre en un costo de oportunidad, debido a que dejó de cargar su sistema a un costo menor en el periodo t, por lo que su costo de oportunidad es:

$$CO = 5 * (CMg_{t+1} - E(CMg_t))$$

En este caso no existirían sobre costos adicionales.

En este ejemplo solamente se analizó una de todas las posibles combinaciones de momento óptimo de carga, descarga y provisión del servicio complementario; cada combinación puede originar fórmulas y costos distintos.

Deficiencias en el Mecanismo de Licitaciones

En principio, tanto si es una licitación por uso de recursos ya existentes como por la instalación de nueva infraestructura para prestar Servicios Complementarios, el Coordinador tiene la oportunidad de incorporar en las bases todo lo necesario para permitir la participación de los sistemas de almacenamiento, incluyendo un precio techo razonable, considerando los costos de oportunidad en el caso de recursos existentes. Para evitar los problemas observados en las licitaciones desiertas de obras de ampliación en el sistema de transmisión, señalados por el Coordinador en su último informe de monitoreo de la competencia, debe quedar claro que tanto la propiedad como la responsabilidad de instalar y operar la nueva infraestructura corresponde al coordinado dueño de las instalaciones donde se va a construir (el cual puede subcontratar la construcción).

Deficiencias en la Instrucción Directa

La instrucción directa de los recursos existentes tiene los mismos problemas señalados en la subasta, es decir, el Coordinador no reconoce actualmente en las fórmulas de costo de oportunidad y sobrecostos la naturaleza inter temporal del negocio del almacenamiento.

La instrucción directa para instalar nueva infraestructura de almacenamiento debe considerar todos los costos de realizar dicha instalación. Actualmente el estudio de costos, que define los costos que el Coordinador puede reconocer cuando instruye la instalación directa de un nuevo activo porque no hay competencia en el mercado, contempla un costo estándar eficiente de inversión, mantenimiento, habilitación y pruebas de sistemas BESS pequeños y del multimetro de variables eléctricas. No obstante, los coordinados pueden incurrir en costos mayores a los estimados, dependiendo del estado real de sus instalaciones y de sus dificultades particulares para incorporar nueva infraestructura, por lo que puede verse perjudicado si es obligado a realizar la instalación y los mayores costos no son reconocidos. Esto entraría en contradicción con el criterio utilizado para remunerar costos de oportunidad y sobrecostos, en función de la afectación real a los coordinados que proveen el servicio.

7.5 DS 62 NT y Mesa de trabajo reglamento de potencia

7.5.1 Contexto

El tratamiento de la potencia de suficiencia no está ajeno a las transformaciones que está enfrentando el Sistema Eléctrico Nacional que están impulsadas por cambios tecnológicos que modifican el comportamiento del sistema y que exigen que la regulación se adapte a estos nuevos paradigmas. La normativa vigente define a la Suficiencia de Potencia del Sistema como la capacidad de este para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada Unidad Generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. La Suficiencia es, por tanto, función de los períodos que han sido definidos como de mayor exigencia del sistema, es decir, las condiciones de demanda máxima, que han sido incorporadas en la normativa como horas de “demanda de punta”.

Dado el escenario de mayor penetración de energías renovables variables, donde los periodos de mayor exigencia para el sistema podrían abarcar distintas condiciones de operación, se hizo necesario discutir la definición del concepto de Suficiencia. Para desarrollar esta discusión, el Ministerio de Energía en conjunto con la Comisión Nacional de Energía llevó a cabo un trabajo participativo, con la colaboración del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), asociado a la elaboración de un nuevo Reglamento de Potencia, para lo cual se conformaron mesas de trabajo con distintos actores del sector eléctrico nacional con el objeto de discutir, analizar y proponer las mejores alternativas para una adecuada regulación en las materias asociadas al tratamiento de la potencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

El contexto en el que se desarrolla el proceso de modificación al Reglamento de Transferencias de Potencia, que está dado por: (i) el marco Regulatorio vigente (Ley General de Servicios Eléctricos, Reglamento de Potencia, etc.); (ii) el alcance de la última modificación al Reglamento de Potencia, aprobado en diciembre de 2020, que está vigente y que básicamente incorpora un procedimiento en la regulación al Estado de Reserva Estratégica para las unidades generadoras que comienzan el proceso de retiro del SEN y también incorpora un tratamiento para el reconocimiento de centrales renovables con capacidad de almacenamiento; y (iii) la Estrategia de Flexibilidad, elaborada por el Ministerio de Energía, que considera en al menos 2 de sus 12 medidas modificaciones al reglamento de potencia.

7.5.2 Estrategia de Flexibilidad

En septiembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó la Estrategia de Flexibilidad que tiene como propósito definir acciones para disponer de señales de mercado, que permitan el desarrollo seguro, eficiente y sostenible del sistema.

En el primero de sus 3 ejes, que corresponde al “Diseño de Mercado para el Desarrollo de un Sistema Flexible”, la Estrategia planteó la necesidad de perfeccionar el mecanismo de potencia de suficiencia y de establecer señales de mercado de largo plazo que permitan incentivar la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad al sistema eléctrico.

Además, en el segundo eje que busca establecer un “marco regulatorio para los sistemas de almacenamiento”, se plantea remunerar los sistemas de almacenamiento por su aporte a la suficiencia.

7.5.3 Mesa de Trabajo

En este contexto, el Ministerio de Energía inició en octubre de 2020 el proceso de revisión del reglamento de transferencias de potencia, estableciendo una Mesa de Trabajo conformada por distintos actores del mercado eléctrico, académicos y consultores. El objetivo de esta Mesa fue analizar las propuestas de perfeccionamiento al marco regulatorio vigente y validarlas. Esto permitió captar las distintas opiniones de la industria para elaborar una propuesta de reglamento y someterla posteriormente a una consulta pública.

Es importante recordar el alcance que el propio ministerio definió para esta mesa, que fue trabajar en una propuesta de modificación dentro el marco legal vigente y que las modificaciones fuesen coherentes con el resto del diseño del mercado, lo que evidentemente limitó la discusión.

A partir del diagnóstico que tenía el ministerio, se plantearon también los desafíos sobre el reglamento, donde se levantó la falta de un criterio de confiabilidad en el mecanismo de suficiencia, la condición actual de sobre instalación, los problemas en la señal a la demanda, la existencia de diferentes criterios para el reconocimiento a las distintas tecnologías y la consideración de la flexibilidad como parte del desarrollo del sistema.

En enero de 2021, el Ministerio dio a conocer una propuesta conceptual del nuevo reglamento que consideraba medidas en 4 grandes ejes temáticos: (i) señal a la demanda, (ii) aporte de la oferta, (iii)

la incorporación de la flexibilidad y (iv) otras consideraciones relevantes de la metodología. La propuesta conceptual fue evolucionando en el tiempo sobre la base de las observaciones que se levantaron en la Mesa y finalmente, en septiembre de 2021, se dio a conocer un borrador del reglamento que se sometió a Consulta Pública.

Posteriormente, en febrero de 2022, el ministerio ingresó a Contraloría la versión final del nuevo reglamento que incorporó algunos cambios y consideró observaciones de la consulta.

En definitiva, los objetivos principales del nuevo reglamento:

Contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el Sistema Eléctrico Nacional, que permita asignar potencia a las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía en función del cumplimiento de dicho objetivo.

Determinar los requerimientos de suficiencia para el sistema, de acuerdo con los periodos de mayor exigencia, entregando una señal eficiente y sostenible a la demanda que sean consistentes con dichos requerimientos.

Contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología, así como los sistemas de almacenamiento y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas instalaciones a la suficiencia del sistema.

Perfeccionar diversos aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras y sistemas de almacenamiento establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

7.5.4 Normativa Actual

Visión general

Es importante aclarar que, en estricto rigor, lo que existe actualmente en Chile no es un “mercado de potencia” o u “mercado de suficiencia” propiamente tal, porque en Chile no existe un mercado de ofertas de potencia, más bien se trata de un “mecanismo de pagos administrativos”, donde el precio lo define el regulador en base a un estudio de costos de la unidad de punta y la cantidad total de potencia de suficiencia a remunerar viene dada por la demanda de punta que se define para el sistema y las cantidades individuales que se asignan a cada participante (o a cada generador) se determina mediante un mecanismo de asignación de créditos de capacidad que, bajo la normativa actual, es determinístico y específico a cada tecnología de generación.

En una revisión general del marco normativo actual, tenemos que:

Los propietarios de medios de generación tienen el derecho a recibir un ingreso por las inyecciones de potencia que se les reconoce como Potencia de Suficiencia.

Las empresas suministradoras tienen la obligación de retirar potencia para sus clientes libres o regulados: Retiros de Potencia.

Luego, considerando como inyecciones la potencia de suficiencia asignada a las unidades generadoras y como consumo los retiros de potencia de los clientes, más la topología real del sistema de transmisión, se realiza el Balance de Potencia Físico.

En cada barra de transferencia, la Potencia de Suficiencia y los Retiros de Potencia se valorizan al Precio de Nudo de la Potencia respectivo obteniéndose las Transferencias de Potencia entre Generadores.

Las empresas Deficitarias, que resultan de este balance, deben pagar a las empresas Excedentarias.

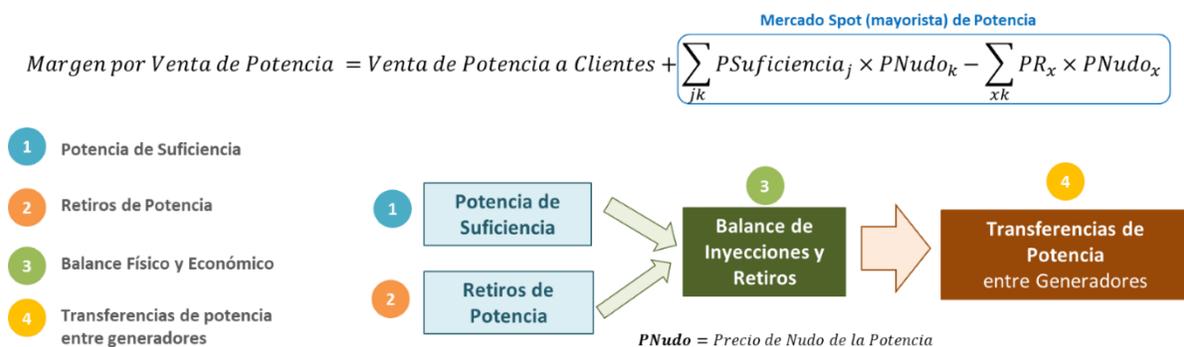


Figura 18: Estructura mercado de suficiencia actual

Proceso de Cálculo de Potencia de Suficiencia

La Potencia de Suficiencia se define como la Potencia que una Unidad Generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema, es decir, a la capacidad que tiene el sistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada Unidad Generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución.

Potencia Inicial (PI): Potencia que cada unidad puede aportar al sistema en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación.

Potencia de Suficiencia Preliminar (PSP): Potencia resultante de un modelo probabilístico que considera para cada unidad su PI, indisponibilidad, período de mantenimiento y consumos propios.

Potencia de Suficiencia Definitiva (PSD): Es la PSP escalada por un factor único para todas las unidades, de manera que la suma de las PSD de todas las unidades del sistema sea igual a la demanda de punta de este.

La Potencia de Suficiencia mide el aporte de cada unidad generadora en un escenario de condiciones extremas de sus insumos (combustible, agua, viento, sol) e incorporando una reducción por sus registros de indisponibilidades físicas.

Es decir, el proceso de determinación de la potencia de suficiencia que aporta una unidad al sistema, parte con un descuento que se le hace a la capacidad instalada o potencia máxima de la unidad por la indisponibilidad de su insumo y por las limitaciones de capacidad. Así se obtiene la Potencia Inicial,

a la que se le descuenta potencia por los consumos propios de la unidad generadora, por los períodos de mantenimiento y por la indisponibilidad forzada, con lo que se obtiene la Potencia Preliminar. Finalmente se ajusta la Potencia Preliminar a la Demanda de Punta del Sistema mediante la aplicación de un factor único, obteniéndose la Potencia de Suficiencia Definitiva.

El total a remunerar queda limitado al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de demanda del año completo (Demanda de Punta del Sistema).

$$\text{Margen por Venta de Potencia} = \text{Venta de Potencia a Clientes} + \underbrace{\sum_{jk} PSuficiencia_j \times PNudo_k}_{\text{Potencia de Suficiencia}} - \sum_{xk} PR_x \times PNudo_x$$

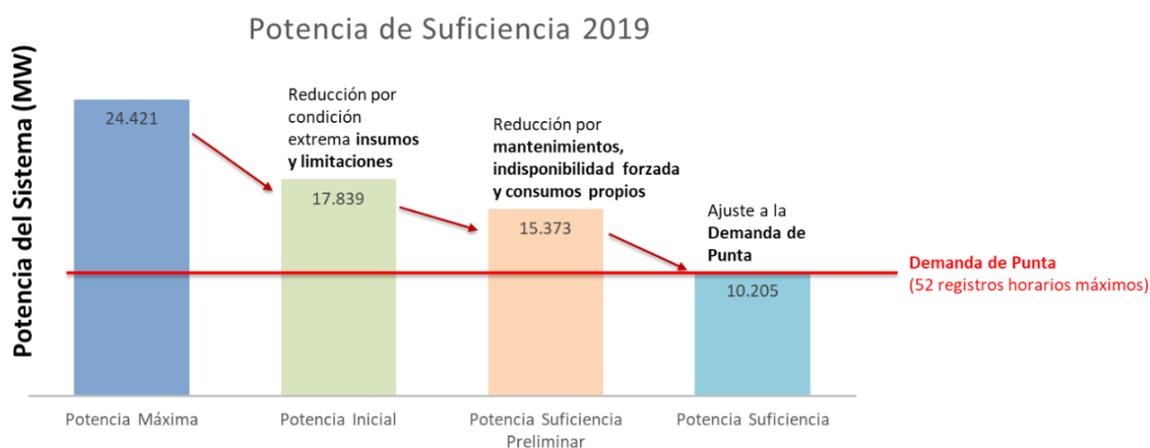


Figura 19: Potencia de Suficiencia 2019

Costo de Retiro de Potencia

Para determinar los retiros de potencia, se calcula primero la demanda de punta de cada cliente que se obtiene como el promedio de los 52 registros horarios físicos máximos observados durante el período de control de punta.

El período de control de punta se establece en el Decreto de Precio Nudo de Corto Plazo y, en general, se define entre las 18 y 22 horas de los días comprendidos entre abril y septiembre, exceptuando sábados, domingos y festivos. Aunque, excepcionalmente, durante los años 2020 y 2022, bajo condiciones de pandemia, este período se acotó a los meses de junio y julio.

A esta demanda de punta equivalente se le aplica un Factor Único que iguala la suma de las Demandas de Punta Equivalente de los clientes con la Demanda de Punta del Sistema. De esta manera, queda calzado el total de inyecciones con el total de retiros, porque en ambos casos (tanto para las inyecciones como para los retiros) es la Demanda de Punta la que define el tamaño total del sistema.

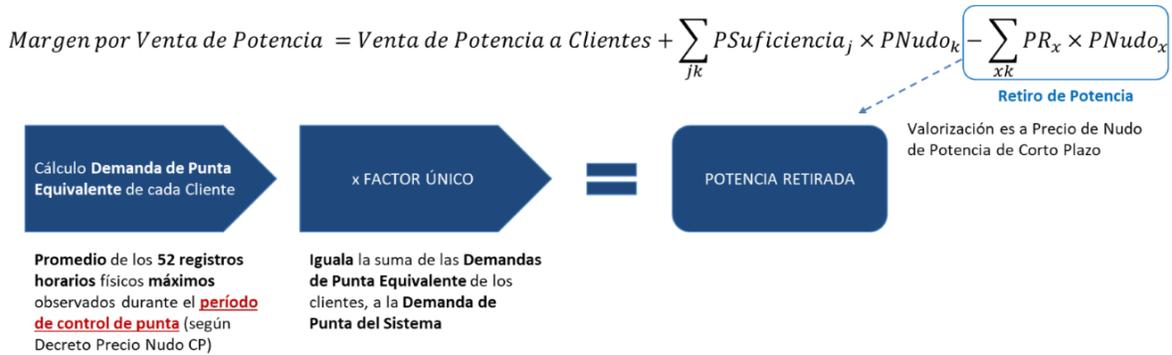


Figura 20: Esquema potencia retirada

Panorama actual del “mercado” de Potencia de Suficiencia

El tamaño actual del mercado de Potencia de Suficiencia es de unos 1.000 MMUSD/año (año 2019) si consideramos el dimensionamiento físico de la potencia de suficiencia requerida por el sistema (la potencia de suficiencia a remunerar en 2019 fue de unos 10.200 MW) que finalmente viene dado por la Demanda de Punta y se valoriza al precio de nudo de la potencia que está en torno a los 8 USD/kW/mes. En el gráfico se puede ver la distribución por empresa y por tecnología:

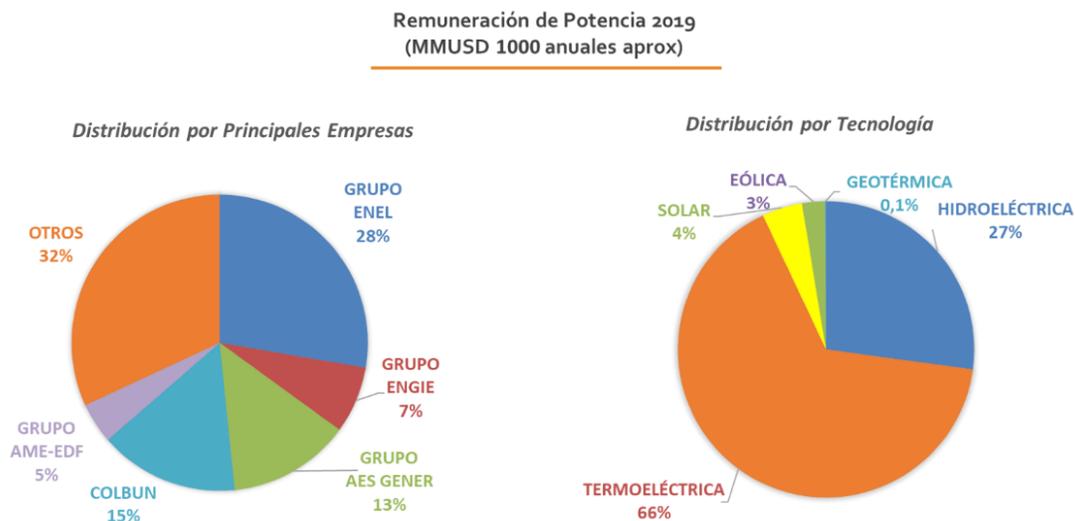


Figura 21: Remuneración de potencia, 2019.

7.5.5 Nuevo Reglamento

Resumen

Para tener una visión general del alcance de la propuesta conceptual del ministerio (sobre la cual se detallarán las modificaciones que se incorporaron), se distinguen 4 ámbitos de aplicación de los cambios regulatorios: (1) Señal a la Demanda; (2) Aporte de la Oferta; (3) Flexibilidad (señal de costo eficiencia), (4) Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Señal a la demanda. Se propone definir en el reglamento el concepto de horario de control de punta, que va a considerar las horas de mayor estrés para el sistema determinadas en función de un indicador de Confiabilidad, propone también homologar las horas en que se determina la demanda de punta del sistema y la demanda de cada cliente. El Ministerio desestimó la creación de un mecanismo voluntario para la participación de la demanda que en un principio tenía contemplado.

Aporte de la oferta. Se propone una metodología probabilística (ELCC: Effective Load Carrying Capability) para el reconocimiento de potencia de las instalaciones, que va a ser único para todas las tecnologías, y una modificación que afecta a una de las componentes del Precio de la Potencia como es el Margen de Reserva Teórico.

Reconocimiento del atributo de Flexibilidad. Dentro del reconocimiento de Potencia, finalmente fue desechada la idea de reconocer el atributo de flexibilidad, para no mezclar señales de dos atributos que son de distinta naturaleza y que se sitúan en horizontes de tiempo diferentes (suficiencia y flexibilidad). La Potencia de Suficiencia se enfoca correctamente en un objetivo de confiabilidad de largo plazo. La incorporación de atributos relacionados con la seguridad (que son más bien de corto plazo) en el pago por suficiencia podría provocar remuneraciones inadecuadas. Uno de los argumentos que se dio en la Mesa de Trabajo es que la normativa vigente permitiría que sean incluidos como servicios complementarios los productos relacionados a la flexibilidad.

En contrapartida, se incorporó una señal de costo – eficiencia, dada la sobre instalación de unidades ineficientes que habría en el parque generador. Por lo que se consideró la aplicación de un Factor de Eficiencia que ajusta la Potencia de Suficiencia de las unidades ineficientes según sus costos variables de operación.

Esquema Vigente y Propuesto por el Ministerio

En este esquema se muestra arriba la metodología vigente y abajo el mecanismo propuesto, etapa por etapa. En rojo se ven los cambios que se introducen.

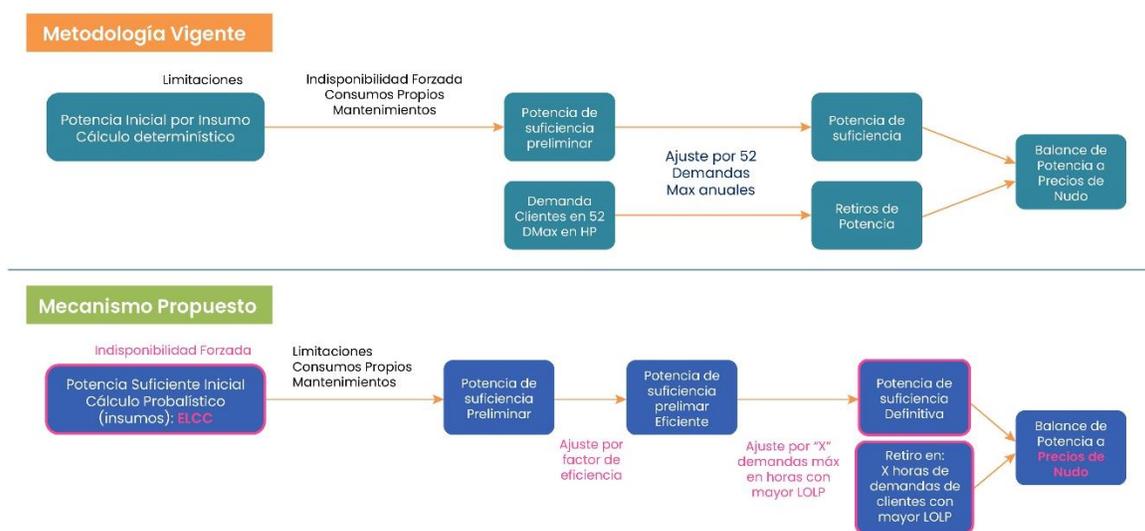


Figura 22: Metodología vigente y Mecanismo propuesto

Cálculo de la Potencia Inicial

Bajo el actual reglamento, el mecanismo vigente para el cálculo de la potencia inicial, en el reconocimiento de la oferta, es distinto para las diferentes tecnologías, pero considera escenarios extremos de disponibilidad de los insumos. En el caso de las centrales termoeléctricas se considera la menor disponibilidad anual del insumo principal (en %) de los últimos 5 años.

En el caso de las centrales solares y eólicas se considera el mínimo valor entre el mínimo factor de planta anual de los últimos 5 años y el factor de planta en las 52 horas de Demanda Máxima Horaria en todas las horas del año.

Y en el caso de las centrales hidroeléctricas se consideran como afluentes los 2 peores años de la estadística hidrológica. En las centrales de pasada se considera la generación promedio con ese caudal, mientras que en las de embalse la metodología considera su colocación de “energía regulable” en la curva de duración anual de la demanda.

En opinión del Ministerio, resulta arbitrario tener distintos criterios para medir el aporte a la suficiencia de cada tecnología. Por esto se propuso un cálculo probabilístico único para todas las tecnologías que considera una gran cantidad de condiciones de insumos, lo que cumple con el principio de neutralidad tecnológica al aplicar una misma metodología a los diferentes tipos de generación y se mide efectivamente el aporte a las horas de mayor exigencia del sistema.

Utilización de una metodología probabilística para el reconocimiento de potencia

El objetivo del reconocimiento a la oferta es entregar una señal de largo plazo a partir de la suficiencia. Bajo esta premisa, el ministerio definió que el diseño de una metodología para el reconocimiento de potencia de las instalaciones debe cumplir con los siguientes criterios: (i) que la metodología sea reproducible, (ii) que los resultados sean proyectables; (iii) que se homologuen los criterios de reconocimiento del aporte a la suficiencia entre tecnologías; (iv) que exista una cuantificación adecuada del aporte a la suficiencia; (v) estabilidad a la señal económica.

En este contexto, se definió que el diseño metodológico cumpliría con las siguientes características principales:

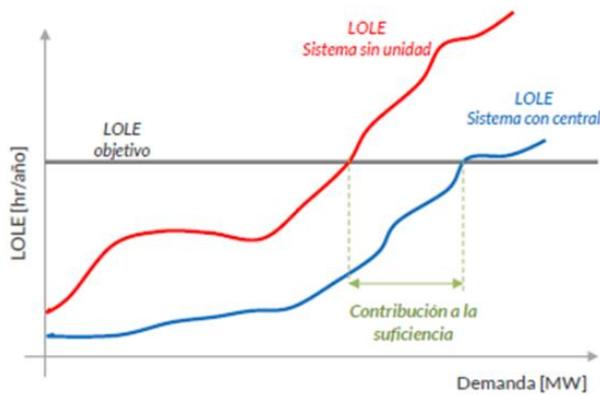
- El Coordinador deberá implementar el modelo que permita calcular el aporte de potencia marginal para mantener un nivel de probabilidad de pérdida de carga objetivo.
- El cálculo preliminar, previo al año de cálculo, generará 12 mensualidades durante el año.
- El cálculo definitivo se realizará una vez transcurrido el año de cálculo, actualizando toda la información y supuestos considerados en el cálculo preliminar.
- Reconocimiento a nivel de agrupamiento de centrales con características similares. Para cada central se considerará la inyección coincidente en horas de mayor exigencia.
- De no contar con toda la información suficiente se podrá considerar el agrupamiento.
- Los consumos propios y el mantenimiento tendrán un tratamiento determinístico (similar al caso actual).
- Se establecerá un régimen transitorio para considerar estabilidad regulatoria.

Metodología probabilística: Effective Load Carrying Capability (ELCC)

El Effective Load Carrying Capability (ELCC) sería la metodología que se va a usar para determinar los créditos de capacidad. El ELCC es una metodología probabilística basada en simulaciones de Montecarlo del sistema, única para todas las tecnologías y que es ampliamente utilizada en los mercados de referencia.

Recrea una infinidad de posibles escenarios que podrían ocurrir en la realidad considerando una combinatoria de indisponibilidades y fallas de unidades de generación, hidrologías, perfiles temporales de demanda, perfiles temporales de disponibilidad de recursos renovables, etc.

Conceptualmente, el ELCC es el monto en que la demanda del sistema debe ser aumentada de manera de mantener los mismos niveles de confiabilidad entregados por la unidad o tecnología bajo análisis. En otras palabras, se basa en buscar cuánta demanda adicional (constante en el tiempo en forma de “bloque”) en MWs se puede suministrar con una planta específica (ej: central renovable), sin perder confiabilidad, es decir, encontrar la demanda extra que compensa la salida de una central renovable.



$$LOLE_d = \sum_{i=1}^T P(G_i < D_i + D_e)$$

Donde,

D_e : Corresponde a la demanda agregada

Figura 23

El ELCC corresponde a una metodología, con enfoque probabilístico, para determinar el aporte suficiencia que realiza una central al sistema. El método busca determinar la demanda adicional (Y MW) que se puede agregar al sistema, manteniendo el nivel de suficiencia (LOLE) que se tenía antes de que entrara en operación la central en evaluación. La mecánica de cálculo se ilustra en la siguiente figura:

¿Cuál es la demanda adicional que puedo suministrar con una nueva unidad para un nivel de confiabilidad dado?

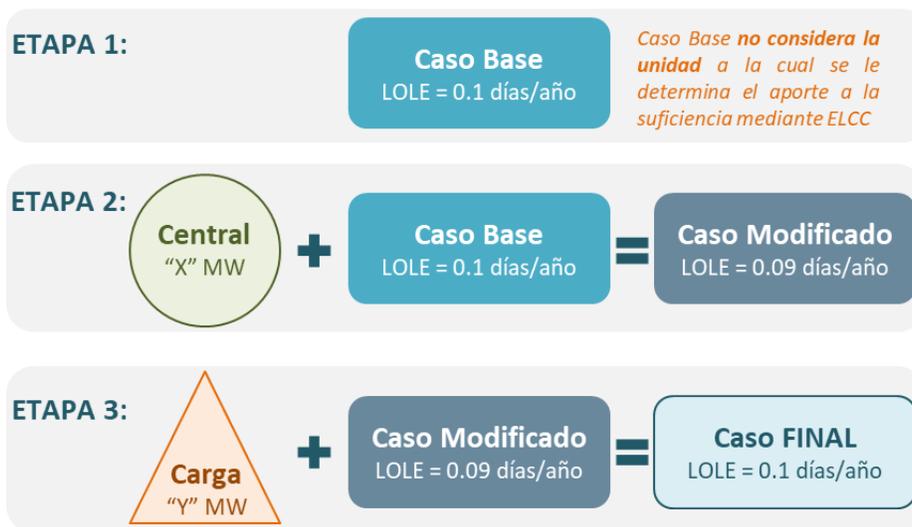


Figura 24: Aporte suficiencia mediante ELCC

Para la determinación del ELCC de una unidad del sistema, en una primera etapa debe definirse la métrica de confiabilidad que será utilizada y el objetivo a alcanzar por parte del sistema a evaluar. Para efectos del ejemplo, se supone una confiabilidad dada de LOLE = 0.1 días/año. Este nivel de confiabilidad se alcanza considerando el parque de generación vigente, sin incluir la unidad bajo análisis (a la que se le realizará la determinación ELCC), incorporando o restando demanda para solucionar problemas de sobre o sub-instalación de capacidad. Al sistema configurado se le denominará "Caso Base".

Una vez definida la base de cálculo, en una segunda etapa se calcula el nivel de confiabilidad de un "Caso Modificado" consistente en incorporar una central de X MW (X es un valor conocido) al Caso Base. La inclusión de una unidad adicional al caso base mejorará o mantendrá el nivel de confiabilidad del sistema (en este caso de ejemplo reduciendo la confiabilidad a 0.09 días/año).

Finalmente, en una tercera etapa se busca determinar la demanda Y MW (Y es un valor desconocido), la cual se adiciona en todas las horas de operación evaluadas, que empuja el nivel de confiabilidad del Caso Modificado a un nivel equivalente de confiabilidad del Caso Base (o Caso Final). El Caso Final incorpora un generador y una demanda adicional respecto del Caso Base, pero comparten el mismo nivel de confiabilidad.

De esta manera, es posible determinar la demanda adicional que se puede agregar al sistema, manteniendo el nivel de suficiencia, cuando se analiza el aporte a la suficiencia de una unidad generadora cualquiera.

La aplicación de la metodología tiene fases críticas como:

- Selección de la métrica de confiabilidad (LOLE, LOLH, EENS)
- Definición del target de confiabilidad (e.g. LOLE 1 día en 10 años)
- Definición de clusters / agrupaciones utilizado (por tecnología, por zona, etc., promedio vs marginal)
- Incorporación de detalles de la modelación del sistema, incluyendo subsistemas, detalle hidrológico (cuencas), etc.
- Selección del conjunto de datos de entrada (e.g. últimos 5 años)
- Selección de la trayectoria de cotas de embalse (e.g. obtenidas mediante ejecuciones PLP)
- Implementación de simplificaciones y supuestos para aliviar carga computacional (e.g. tratamiento de distintas fuentes de indisponibilidad)

Como se requiere utilizar métodos aproximados para determinar el nivel de confiabilidad de un sistema con capacidad de almacenamiento (embalses, baterías, CSP, entre otros), es necesario evaluar centrales con un tamaño relevante que generen variaciones de la métrica de confiabilidad por sobre el error estadístico de las simulaciones, lo que se logra mediante la clusterización o agrupación de unidades de similares características. Esto implica definir estrategias para clusterizar, montos máximos de agrupamiento, límites de convergencia para las simulaciones de Monte Carlo, etc., para aplicar la metodología ELCC.

Ventajas y Desventajas ELCC

La utilización de una metodología probabilística para el reconocimiento de potencia de las instalaciones tiene las siguientes ventajas y desventajas:

➤ **Ventajas:**

- Calcula la contribución en las situaciones de mayor exigencia del sistema
- Baja variabilidad de los resultados cuando se tiene información histórica suficiente
- En un contexto de alta participación ERNC son más efectivas para determinar el aporte de a la suficiencia
- Menor discrecionalidad, porque no es necesario definir demasiados criterios para el cálculo
- Mayor homogeneidad, porque la misma metodología permite el cálculo a las distintas tecnologías

➤ **Desventajas:**

- Requiere más información histórica y tiempo de implementación
- El cálculo requiere de software para ser reproducible, aunque es similar a la situación del PLP y Plexos
- Alto costo computacional

Sin embargo, es un cálculo que se hace una vez al año y requiere definición de un objetivo de confiabilidad, que no existe en Chile actualmente.

Potencia Preliminar

El nuevo reglamento define la Potencia Preliminar como:

$$Potencia\ preliminar = Potencia\ inicial_{(ELCC)} \cdot \frac{Potencia\ equivalente}{Potencia\ Máxima} \cdot (1 - FCP) \cdot (1 - FMM) \cdot FE$$

Donde:

FCP: Factor de Consumos Propios

FMM: Factor de Mantenimiento Mayor

FE: Factor de Eficiencia

Potencia Equivalente: promedio ponderado de las potencias registradas en los Estados Deteriorados y Estados Disponibles

Y la Potencia Inicial considera un mecanismo de estabilización de resultados a través de su determinación en una ventana móvil de 5 años:

$$Potencia\ inicial = \frac{1}{5} \left(\sum_{i=1}^{5-n} Pini\ DS62_i \cdot (1 - IFOR_i) + \sum_{j=1}^n Potencia\ ELCC_j \right)$$

En particular, para los primeros años de aplicación de la nueva metodología se promediará la potencia de los años en que se aplicó la metodología según el DS 62 (actual metodología) con la potencia de los años en que se aplicó la nueva metodología ELCC. Esto implica un período de transición y de aplicación gradual del nuevo mecanismo.

Finalmente, la potencia de suficiencia definitiva se determina ajustando la potencia preliminar a la Demanda de Punta del sistema:

$$Potencia\ de\ Suficiencia = Potencia\ Preliminar \times (Factor\ Único\ de\ Ajuste\ a\ la\ Demanda\ de\ Punta)$$

7.5.6 Sistemas de Almacenamiento (metodología actual)

Hasta diciembre de 2020, el Reglamento (DS62) no reconocía potencia de suficiencia a los SSAA. Con la última modificación se reconoce potencia, pero solamente a los sistemas de almacenamiento asociados a centrales renovables.

El Reglamento vigente incorpora la definición de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento, de la que se destacan 2 consideraciones relevantes:

Que las componentes de generación y de almacenamiento deben estar en el mismo punto de conexión al sistema.

Que la componente de almacenamiento transforma y almacena únicamente la energía que proviene de la central renovable.

Además, se define separadamente la Central Renovable con Capacidad de Regulación (básicamente embalses o las que son capaces de gestionar temporalmente su recurso energético primario variable).

En definitiva, el actual Reglamento no reconoce potencia de suficiencia a los sistemas de almacenamiento independientes de una central de generación (“stand alone”). El Regulador no incluyó este reconocimiento porque requiere un cambio legal para ello (Art. 72°-17 de LGSE indica que “las instalaciones de generación en operación tienen derecho a participar en las transferencias de potencia”). No obstante, en diciembre de 2021, el Ejecutivo ingresó al Congreso un proyecto de ley que habilita a los sistemas de almacenamiento “stand alone” para ser remunerados en el mercado mayorista de corto plazo de energía y potencia. Esta iniciativa fue aprobada por el Congreso y publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 2022 como Ley 21.505.

El tratamiento actual que se da a los sistemas de almacenamiento asociados a una central renovable depende de si la central es hidroeléctrica o si es de alguna otra tecnología.

El reglamento presenta una metodología, aunque general, para el reconocimiento de potencia de suficiencia para centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento (tratamiento similar a las centrales hidroeléctricas de embalse), pero para otras fuentes primarias renovables (como la eólica o la solar) la metodología queda sujeta a la Norma Técnica, la que todavía no ha sido desarrollada.

Esta metodología quedará obsoleta cuando entre en vigencia el nuevo Reglamento ingresado a Contraloría.

Transitorio sobre Sistemas de Almacenamiento

El artículo decimo primero transitorio del borrador del nuevo Reglamento establece un mecanismo transitorio para determinar la Potencia de Suficiencia Preliminar de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o Sistema de Almacenamiento de Energía, aplicable desde el momento de la publicación del Reglamento en el Diario Oficial hasta su entrada en vigencia (entrada en vigencia del nuevo reglamento será a partir del 1° de enero del quinto año desde dicha publicación).

La Potencia de Suficiencia Preliminar de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento o Sistema de Almacenamiento de Energía corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.

La potencia de suficiencia preliminar de la Unidad Generadora se determinará de acuerdo al reglamento actual (DS62).

La potencia de suficiencia preliminar de la componente de almacenamiento se determinará aplicando las mismas disposiciones que a una Unidad Generadora, considerando que su potencia inicial se calculará en función de su Potencia Máxima y su capacidad de almacenamiento en horas (según tabla de abajo).

La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una Central renovable con Capacidad de Almacenamiento o sistema de almacenamiento de energía corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente o sistema y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la tabla:

Capacidad de Almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial
< 1	0%
1	50%
2	70%
3	85%
4	95%
>5	100%

Figura 25: Capacidad de almacenamiento (horas) y porcentaje de reconocimiento de potencia inicial

Señal a la Demanda

En las modificaciones relacionadas con la “señal a la demanda”:

Primero se define el período de control de punta, como el período dentro del año de cálculo donde se prevé que se presenten los menores niveles de suficiencia en el sistema (“X” horas de mayor estrés para el sistema) determinadas en función de un indicador de Confiabilidad (ej: LOLP, probabilidad de pérdida de carga). Este es un cambio relevante porque actualmente el período de control de punta se basa en horas de demanda máxima, que típicamente van entre las 18 y 22 horas de los días comprendidos entre abril y septiembre. Estas horas no necesariamente son coincidentes con las horas de mayor exigencia para el sistema, especialmente con la mayor penetración de centrales renovables.

Período de control de punta actual:



Figura 26: período de control de punta actual

En la definición propuesta, el Coordinador tiene que realizar un estudio anual donde se determinen las horas de mayor exigencia para el sistema y después la CNE en base a este estudio y a análisis propios va a establecer el período de control de punta en su Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo. La propuesta incluye un análisis ex post que tiene que hacer el Coordinador para evaluar la efectividad del horario de control de punta.

Luego se definen las Horas de Punta como el conjunto de horas dentro del periodo de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda en el sistema.

Lo segundo es que se redefine:

Demanda de Punta Equivalente: Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia. El Coordinador debe determinar la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora como el promedio de los registros físicos de demanda observados para cada cliente libre o empresa distribuidora durante las Horas de Punta.

Demanda de Punta del Sistema: Suma de las demandas de punta equivalente de todos los clientes libres y empresas distribuidoras del sistema o de cada subsistema eléctrico.

Con esta modificación se elimina el factor único de ajuste a la demanda de punta del sistema que se aplicaba a la demanda equivalente de los clientes para determinar los retiros que les correspondía en el balance. Hay, por tanto, una homologación en la ventana de control para la demanda de punta del sistema y la demanda de punta de los clientes.

Afectación al Precio de la Potencia: Margen de Reserva Teórico

La propuesta considera modificar el proceso de cálculo del Precio de la Potencia específicamente sobre el Margen de Reserva Teórico. Cabe recordar que el precio de la potencia se determina semestralmente en el marco del proceso de fijación del Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP).

Normativamente este precio se define de la siguiente manera:

Primero se determina el tipo de unidad más económica para suministrar potencia adicional en horas de máxima demanda del sistema. Actualmente se utiliza una turbina Diesel de 70 MW.

Con esto se calcula el Costo Marginal anual de incrementar la capacidad instalada con este tipo de unidad. Se determina en [USD/kW/mes].

El valor resultante se incrementa en un % igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema (MRT). Dado el nivel de sobre instalación actual (margen de potencia), el MRT hoy corresponde a 10%.

Para determinar la unidad más económica, la normativa señala que cada 4 años la CNE debe encargar un estudio a un consultor externo para determinar los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta.

Se determina la inversión, costos y factibilidad de distintas combinaciones de tamaños, tipos y ubicaciones de unidades de respaldo.

Tiene componentes de costo de inversión de la turbina (TG), la subestación (SE) y de la línea (LT), factores de recuperación de capital (FRC), Costo de financiamiento (CF) y costos fijos. Además, un factor de pérdidas (FP) de transmisión.

$$P_{bpot}[US\$/kW/mes] = \left\{ (C_{TG} FRC_{TG} + C_{SE} FRC_{SE} + C_{LT} FRC_{LT}) CF + C_{fijo} \right\} (1 + MRT) (1 + FP)$$

Costo Unitario de Inversión →
 Unidad Generadora
 Subestación Eléctrica
 Línea de Transmisión
 Costo Financiero
 Costo Fijo O&M
 Margen de Reserva
 Factor de Pérdidas

Figura 27

El nuevo reglamento modifica la determinación del MRT:

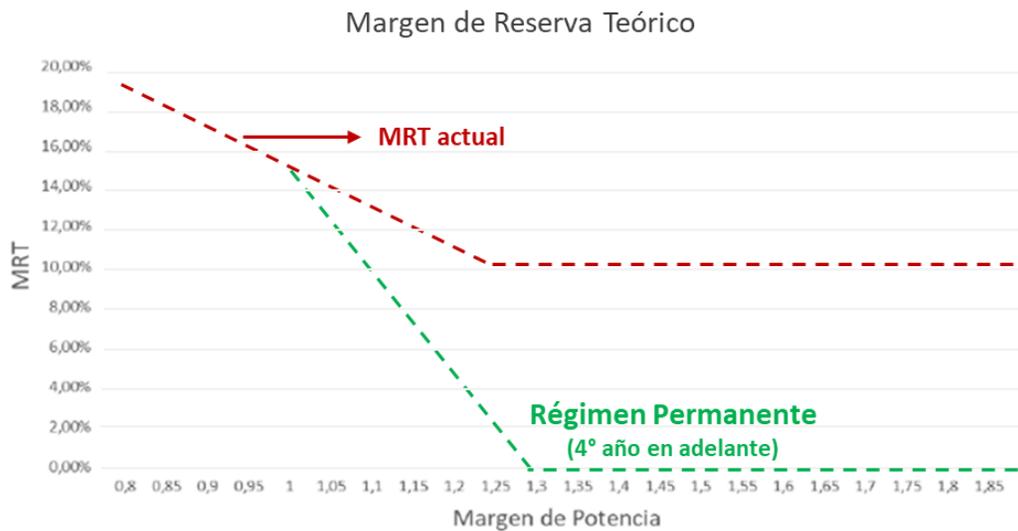


Figura 28: Margen de reserva teórico

El Margen de Potencia se define como “el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras y la Demanda de Punta para cada subsistema o sistema, según corresponda”.

Dados los valores actuales del Margen de Potencia (entre 1,6 y 1,7) el MRT debería bajar de 10% a 0% a partir del 1º de enero del cuarto año desde la publicación del nuevo reglamento en el Diario Oficial.

Señal de Costo Eficiencia: Factor de Eficiencia

En las últimas sesiones de la Mesa de Trabajo, el Ministerio dio a conocer la decisión de no incluir explícitamente un mercado de flexibilidad en el reconocimiento de la potencia de suficiencia.

En cambio, consideró incorporar una señal de costo-eficiencia (o eficiencia económica) a través de la aplicación de un “Factor de Eficiencia” para determinar la Potencia Preliminar. Este factor se aplica multiplicando a la Potencia Inicial de la unidad y toma valores entre 0 y 1, dependiendo de su costo variable de operación declarado.

Para determinar el Factor de Eficiencia de una unidad generadora, hay que comparar el Costo Variable Promedio de la Unidad Generadora (promedio de los Costos Variables del insumo principal del año inmediatamente anterior) con el Costo Variable de Referencia, que se define como el mayor valor entre: (i) el mayor costo variable promedio del conjunto suficiente de unidades generadoras (unidades se ordenan de forma creciente en función de sus Costos Variables Promedio, hasta que la suma de las potencias ELCC en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia), y (ii) el costo variable promedio de la unidad de punta. Por lo tanto, el Costo Variable de Referencia debe cumplir con dos condiciones copulativas:

- Cubrir la Unidad de Punta con que se calcula el precio de la potencia
- Cubrir al menos el objetivo de suficiencia en el sistema (conjunto suficiente de Unidades Generadoras)

El objetivo de agregar un ajuste de asignación es:

- Dar cuenta del menor valor que aportan a la suficiencia del sistema las unidades con menores eficiencias que la unidad de punta eficiente (unidad de referencia).
- Evitar que la sobreoferta de suficiencia por parte de unidades de baja eficiencia distorsione la señal de precio de potencia de unidades que son parte del mix eficiente del sistema.

Indisponibilidad Forzada (IFOR)

Respecto a la indisponibilidad forzada, con el nuevo reglamento se pasará de un modelo de 2 estados a uno de 4 estados.

En efecto, el modelo actual de 2 estados (en servicio y fuera de servicio), considera el tiempo acumulado indisponible por desconexión forzada o programada (fuera del mantenimiento mayor) incluidos los excesos de mantenimiento para una ventana móvil de 5 años (T_{off}) y el tiempo acumulado en operación para una ventana móvil de 5 años (T_{on}).

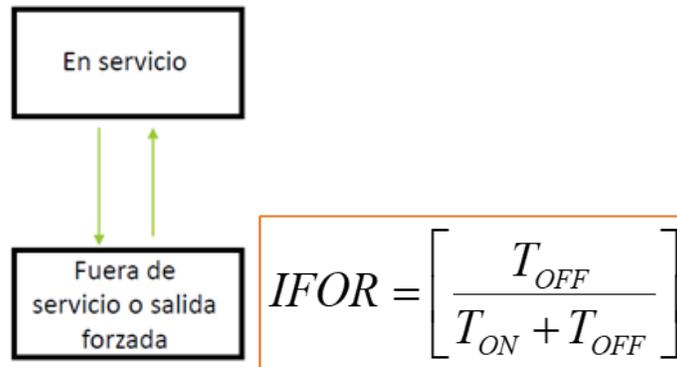


Figura 29

De acuerdo con el análisis del ministerio, este modelo es más adecuado para centrales que operan en base y no para centrales con pocas horas de operación al año. Además, no diferencia entre la indisponibilidad de la central cuando ésta fue necesaria o no para suplir la demanda (requerimiento para despacho).

En este contexto, el nuevo reglamento propone un mecanismo que considera: (i) el tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado de Falla (T_{fa}), (ii) el tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado Disponible (T_{di}), y (iii) el tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado Deteriorado (T_{de}).

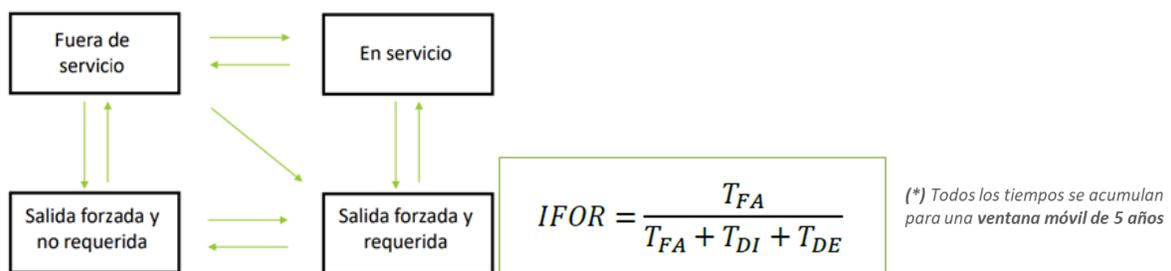


Figura 30

Es decir, el nuevo indicador pondera más los tiempos de condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos de fallas inmediatas (Unidad Generadora despachando) de las fallas previas al despacho. Además, penaliza en una menor medida a las centrales de respaldo que tienen poco despacho. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Los ponderadores serán determinados por la CNE cada 4 años.

Potencia vigente (DS62)

Al como se señaló al comienzo de este capítulo, en octubre de 2020, el Ministerio de Energía inició un proceso de revisión del reglamento de potencia que concluyó con la dictación del Decreto Supremo N°3, de 12 de enero de 2022, del Ministerio de Energía, que aprobó el nuevo reglamento de transferencias de potencia (DS3). Este nuevo reglamento fue ingresado a Contraloría General de la República para trámite de toma de razón en febrero de 2022 y, posteriormente, en septiembre de 2022, el DS3 fue retirado del órgano contralor.

El Ministerio de Energía convocó, en noviembre de 2022, a una mesa de trabajo público-privada con el objeto de discutir y analizar las propuestas del sector respecto a los supuestos de aplicación temporal de la nueva reglamentación de transferencias de potencia, con el objetivo de mitigar eventuales impactos en los distintos agentes y entregar así una señal de estabilidad regulatoria. A partir de lo observado en dicha mesa de trabajo, el Ministerio elaboró una nueva versión del DS3, enfocándose en particular, en modificaciones respecto al régimen transitorio. De esta forma, en marzo de 2023, el Ministerio de Energía dio inicio al proceso de consulta ciudadana de dicho borrador, con la finalidad de recabar observaciones y comentarios de parte de la ciudadanía.

No obstante, habiendo concluido el proceso de análisis de las observaciones y comentarios presentados, el Ministerio decidió no continuar con la tramitación del DS3 y, en cambio, optó por introducir modificaciones al Decreto Supremo N° 62 (reglamento vigente) en aquellas materias que se estiman necesarias para impulsar los objetivos de política pública, en relación a las metas de descarbonización del sector, la participación de las energías renovables en la matriz energética y el fomento a los sistemas de almacenamiento de energía.

De esta forma, el Ministerio de Energía elaboró una nueva versión del reglamento de transferencias de potencia, cuyas principales modificaciones que afectan el desarrollo de los sistemas de almacenamiento son las siguientes:

1. Integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía a la normativa vigente.

Se incorpora a los “sistemas de almacenamiento de energía” en el reglamento para reconocer su aporte a la suficiencia del sistema, conforme a la Ley de Almacenamiento (Ley N°21.505).

2. Nueva metodología para el reconocimiento de potencia del almacenamiento.

Se incorpora una metodología específica para el reconocimiento de potencia de los sistemas de almacenamiento. Esta metodología se determinará a partir del aporte a la curva de carga, la cual será el resultado de un proceso de optimización a nivel diario que permitirá disminuir las diferencias de demandas máximas y mínimas del sistema, o subsistema, según corresponda. El proceso de optimización deberá ser realizado para cada sistema de almacenamiento por separado, por lo que no se considerará el efecto conjunto de esta tecnología en el sistema. El reconocimiento de la instalación (Potencia Inicial) se deberá determinar como la diferencia entre la Demanda de Punta del sistema y la Demanda de Punta del sistema considerando el

efecto que produce el sistema de almacenamiento, es decir, considerando la suma de los retiros y la resta de las inyecciones de cada sistema de almacenamiento.

3. Metodología de reconocimiento transitoria para los sistemas de almacenamiento

Con el objetivo de otorgar mayor certidumbre al desarrollo de este tipo de proyectos, se introdujo una metodología de reconocimiento para los sistemas de almacenamiento de carácter transitoria, que tendrá una duración de 10 años a partir de la entrada en vigencia de la modificación al DS 62, correspondiente a la misma tabla para el cálculo de la potencia inicial contenida en el régimen transitorio del DS3.

4. Se introduce metodología para determinar el pago por potencia de centrales renovables con capacidad de almacenamiento.

Debido a que la regulación vigente contempla una definición de carácter general para determinar el aporte a la suficiencia de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, se introdujo una metodología para determinar el reconocimiento de potencia de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, diferenciando las metodologías para cada componente (generación y almacenamiento), de forma tal que el reconocimiento de este tipo de centrales corresponderá a la suma del reconocimiento de ambas componentes.

5. Se realizan modificaciones a fin de contar con mayores antecedentes y estudios para la determinación de horas punta.

Considerando que recientemente el Ejecutivo ingresó para tramitación en el Congreso el Proyecto de Ley de Transición Energética, que contiene modificaciones a los artículos 162° y 225° letra d) de la Ley General de Servicios Eléctricos, cambiando la definición de potencia de punta, el Ministerio de Energía estimó necesario en esta instancia incorporar modificaciones al DS62 a fin de contar con mayores antecedentes y estudios para la determinación de horas punta. Para ello, el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía deberán realizar análisis y estudios a ser considerados en la determinación del período de control de punta.

6. Se modifica el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

En esta instancia se realizaron modificaciones a otros instrumentos reglamentarios, como al Reglamento de Coordinación y Operación, a fin de dar coherencia a los objetivos planteados, así como de la implementación de la Ley de Almacenamiento (Ley N° 21.505). En este sentido, se introducen dos modificaciones relevantes a dicho reglamento:

- Se habilita a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento para realizar retiros de energía desde el Sistema Eléctrico Nacional para cargar su componente de almacenamiento.
- Se elimina la metodología establecida en el artículo 99 de este reglamento (DS 125) para determinar el plan de retiros, la cual establece que el Coordinador debe elaborar un programa eficiente de inyecciones y retiros para cada sistema de almacenamiento, para luego compararlo con el plan enviado por el coordinado, y así finalmente, comunicar una propuesta de modificación al plan enviado. Es decir, el coordinado, titular del sistema de almacenamiento de energía enviará únicamente el programa definitivo de retiros al Coordinador Eléctrico Nacional sin iteraciones.

Cabe hacer notar que estas modificaciones al reglamento de transferencias de potencia vigente fueron sometidas al proceso de Consulta Pública el miércoles 26 de julio de 2023, considerando un plazo de 15 días hábiles para participar, por lo que la fecha de término de dicho proceso es el jueves 17 de agosto de 2023. Posteriormente, se deberá elaborar una versión definitiva de modificaciones al reglamento para ser ingresadas a la Contraloría General de la República para su toma de razón.

7.6 DS 37 Reglamento de transmisión.

Términos generales

Por medio de Decreto Supremo N°37 del año 2019, el Ministerio de Energía aprobó el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en adelante el “Reglamento de Transmisión”, documento tramitado y suscrito a partir de los términos establecidos en la ya mencionada Ley N°20.936, cuya tramitación tomó cerca de dos años, y un largo procedimiento administrativo de toma de razón ante la Contraloría General de la República.

En términos generales podemos indicar que el Reglamento de Transmisión viene en establecer la nueva normativa en lo relativo al acceso abierto a las instalaciones, así como el procedimiento de planificación del sistema de transmisión y de licitación pública internacional de las obras de expansión, materias que superan el alcance del presente proyecto.

Sin perjuicio de lo anterior, es posible identificar temas relevantes en cuanto a la regulación reglamentaria de los sistemas de almacenamiento, tales como:

1. Se reitera la calidad de coordinado,
2. Se les identifica como instalaciones de Escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión (“EGPT”), y

3. Se consagra una definición jurídica de los mismos, a partir de lo cual se les identifica como:

“Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema”

A efectos de ser considerados Sistemas de Almacenamiento de Energía, éstos no deberán contar con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento. No se deberá considerar como energía afluente a los retiros efectuados para el proceso de almacenamiento”.

Sistemas de Almacenamiento y Planificación de la Transmisión

De conformidad a los términos establecidos en el art. 83 de la LGSE, el Ministerio de Energía tiene el deber de determinar una herramienta de gestión y visión de largo plazo de los desafíos del país en lo relativo a nuestro sector, denominado “Planificación Energética de Largo Plazo” (“PELP”). Al efecto dicho escenario, debe ser a su vez considerado por la CNE para los efectos de realizar el procedimiento anual de “Planificación de la Transmisión”, procedimiento que como bien sabemos tiene como objetivo definir las expansiones y nuevas obras que requiere nuestro sistema para dar frente a la demanda nacional proyectada (Escenarios Energéticos) -con holgura o redundancia-, bajo los principios de despacho económico, competencia, diversificación de la matriz energética y seguridad de suministro, considerando siempre un horizonte de 20 años.

Al efecto, para hacer frente a los Escenarios Energéticos, la CNE podrá evaluar y proponer distintas alternativas tecnológicas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, tales como: Sistemas de Almacenamiento de Energía, equipos de compensación reactiva u otra tecnología que permita conseguir los objetivos anteriores, los cuales posteriormente pasaran a la etapa de análisis de suficiencia y eficiencia operacional consagrada dentro del procedimiento administrativo de planificación.

Servicios que deben prestar los Sistemas de Almacenamiento

La naturaleza dual -y arduamente discutida- de los Sistemas de Almacenamiento se encuentra expresamente regulada en el Reglamento de Transmisión. Al efecto, su art 102 determina que se podrán incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía que permitan aumentar la capacidad segura de transmisión o suministrar la demanda de clientes finales donde se verifique que una solución a través de líneas de transmisión, subestaciones u otras alternativas convencionales de infraestructura de transmisión no resulta adecuada, ya sea por eficiencia económica u oportunidad. (Resaltado nuestro).

Bajo lo anterior distingue dos tipos de Sistemas de Almacenamiento:

- a) Sistemas de Almacenamiento de Energía intensivos en potencia: aquellos cuyo propósito sea aumentar la capacidad segura de transmisión y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.
- b) Sistemas de Almacenamiento de Energía intensivos en energía: aquellos cuyo propósito sea permitir el abastecimiento de la demanda de una zona específica, perteneciente a alguno de los Sistemas de Transmisión Zonal, y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 5.

El dimensionamiento de estos sistemas deberá estar adaptado a la demanda y no podrá superar la capacidad de la infraestructura existente o proyectada a la que se conectarán.

Dicha distinción es clave, en habida consideración a las diversas funciones que pueden presentar los Sistemas de Almacenamiento. En esta línea, el mismo reglamento consagra que no podrán formar parte de las carteras de proyectos de las distintas etapas del Proceso de Planificación, aquellos Sistemas de Almacenamiento de Energía de gran capacidad de gestión temporal y cuyo propósito sea el arbitraje de energía o la prestación de servicios complementarios, dejando dicho desarrollo íntegramente a la iniciativa privada, por cuanto supera el alcance público de los servicios de este tipo de instalaciones.

A su vez, y con el fin de evitar duplicidad de ingresos proyectos y traficados en el procedimiento público, el reglamento es claro en prohibir que los propietarios u operadores de los Sistemas de Almacenamiento de Energía –que formen parte del plan de expansión- no recibirán remuneración adicional por la prestación de servicios compatibles señalados en las bases de licitación, y que toda dimensión adicional que el propietario u operador considere será a su propio costo.

La operación que se haga de la proporción no adjudicada del Sistema de Almacenamiento de Energía deberá, en todo momento, permitir la prestación de los servicios de transmisión requeridos en el Plan de Expansión. El diseño del Sistema de Almacenamiento de Energía que se adjudique deberá ser de tal forma que su operación no imponga restricciones sobre el Sistema de Transmisión que requiera de inversiones adicionales.

Sistemas de Almacenamiento y Plan de Expansión

En el informe técnico que contenga el Plan de Expansión se deberá incluir, al menos, lo siguiente para cada Sistema de Almacenamiento de Energía propuesto:

- a) Las especificaciones que permitan cubrir los servicios de transmisión requeridos teniendo en cuenta criterios de disposición, tamaño, características técnicas, entre otros.
- b) Los requerimientos de modularidad en su diseño e implementación y la posibilidad de reubicar la instalación.
- c) Las exigencias y condiciones de operación esperadas y el nivel de desempeño que deberá mantener, y que se hayan tenido en cuenta para la estimación de su V.A.T.T. referencial.
- d) Los servicios compatibles que pueda proveer que no afecten el servicio de transmisión requerido ni su vida útil.

Asimismo, las bases de licitación deberán especificar, al menos, lo siguiente para cada Sistema de Almacenamiento de Energía:

- i. El detalle de las especificaciones técnicas requeridas en el Decreto de Expansión.
- ii. Las condiciones de operación esperadas del Sistema de Almacenamiento de Energía en consistencia con lo señalado en el Decreto de Expansión.
- iii. i Los niveles de desempeño que deberá mantener el Sistema de Almacenamiento de Energía ante las condiciones de operación esperadas que permitan al oferente determinar su oferta económica.

En caso de corresponder, los niveles de desempeño exigibles al adjudicatario de la instalación ante las desviaciones de la operación real respecto de las condiciones esperadas señaladas en el literal ii) y iii).

7.7 Proyecto de Ley promueve almacenamiento y Electromovilidad

Contexto

Con el objetivo de fomentar el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en energía eléctrica y de electromovilidad fue ingresado para su primer trámite constitucional en la cámara de diputados el proyecto de ley “Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad”, en adelante e indistintamente “Proyecto de Ley”, con fecha de ingreso el 02 de diciembre del 2021, el cual fue aprobado por unanimidad, con fecha 03 de marzo del 2022, y posteriormente ingresado para su segundo trámite constitucional al Senado mediante el oficio N°17.249. El Congreso finalmente aprobó el proyecto de Ley, el cual fue promulgado y publicado en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 2022, como Ley 21.505. **El principal fundamento de la Ley 21.505 considera:**

- Sistemas de almacenamiento puros en el mercado eléctricos
- Sistema de generación y consumo.
- Rebaja transitoria del permiso de circulación de los vehículos eléctricos.
- Autorización de nuevos modelos de negocios para la electromovilidad.

Para efectos de lograr una alta implementación de sistemas de almacenamiento en los sistemas de transmisión y distribución se destacan los primeros dos objetivos, los cuales se detallarán a continuación:

➤ **Sistemas de Almacenamiento puros o “stand alone”**

Como se señaló en el capítulo anterior, la Ley, para habilitar la participación de los sistemas de almacenamiento puros, modifica la LGSE en los siguientes artículos:

72°-2: Obligación de sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Se incorpora “y sistemas de almacenamiento” en el segundo inciso quedando de la siguiente forma.

“...Son también coordinados los medios de generación y sistemas de almacenamiento que se conecten directamente a instalaciones de distribución...”

72°-17: De la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las Instalaciones Eléctricas. Se incorpora “almacenamiento”, en el primer inciso:

“...Los propietarios u operadores de nuevas instalaciones de generación, almacenamiento y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico deberán previamente presentar una solicitud a la Comisión para que éstas sean declaradas en construcción...”

72°-18: Retiro, modificación y desconexión de instalaciones. Se incorpora la frase “sistemas de almacenamiento” en el primer inciso:

“...El retiro, modificación relevante, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de unidades del parque generador, sistemas de almacenamiento y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia...”

149°, 149° bis, 149°ter: Con las múltiples modificaciones a estos artículos se pretende habilitar a los sistemas de almacenamiento en las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que los usuarios finales sujetos a fijación de precio también tengan el derecho de inyectar la energía almacenada a la red de distribución y que los remanentes de inyecciones de energía almacenada puedan también ser descontados de los cargos de suministro eléctrico correspondientes a inmuebles o instalaciones de propiedad del mismo cliente, conectadas a las redes de distribución del mismo concesionario de servicio público de distribución.

➤ Sistema de generación consumo.

La Ley 21.505 introduce en el artículo 225° de la LGSE el literal af), del siguiente tenor:

“af) Sistema generación-consumo: Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectarle sus excedentes.

Los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.

A estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal.”

La Ley es un complemento necesario que, en conjunto con el Nuevo Reglamento de Potencia y la Norma Técnica de Coordinación y Operación - la cual se publicó para consulta pública entre el 06 de junio y el 20 de julio del 2022 -, permitirán avanzar de forma directa en la estrategia de transición energética en los ejes de descarbonización de la matriz energética y electromovilidad.

8

PROPUESTAS

8 PROPUESTAS

8.1 Coordinación de la operación de los sistemas de almacenamiento.

Para el caso de una central renovable con capacidad de almacenamiento de energía, o una central renovable con capacidad de regulación, a pesar de que el dueño debe cumplir con levantar información relevante para la operación de la planta, el riesgo de las decisiones operacionales será principalmente tomadas por el CEN, las cuales podrían no encontrarse alineadas con las decisiones que tomaría el dueño de la instalación.

Por ejemplo, el dueño podría preferir una operación con el fin de cubrir sus riesgos de posición, dado que podría tener un mejor pronóstico de su recurso primario y los consumos de sus clientes, a diferencias de los pronósticos de costos marginales. Por otra parte, otro privado podría preferir una operación que busque inyectar la energía en horas donde las expectativas de costos marginales reales maximicen los ingresos spot. Sin embargo, el riesgo del correcto uso es traspasado al operador de la red, lo que podría generar que las empresas tengan incertidumbres en cómo se valorizará la gestión de la energía almacenada.

Y en lo que refiere al uso óptimo del almacenamiento, para el caso de almacenamiento con capacidad intra-diaria, una operación según el método del listado de orden de mérito podría provocar que la energía no se maximice el ingreso spot. Eso último es debido a que considerar un cálculo previo de un costo variable podría llevar a operaciones no deseadas.

Para ilustrar lo anterior, a continuación, se presenta un ejemplo ilustrativo en el cual se opera un sistema de almacenamiento asociado a una central solar fotovoltaica de 10 MW. Este considera un almacenamiento de 10 MW, con una capacidad de almacenamiento de 5 horas, con una eficiencia de un 95%.

Con el motivo de simplificar, se considera el caso hipotético de que los costos marginales reales son exactamente los mismos a los resultantes de la planificación de la operación, y el costo variable sólo considera el costo de carga al tomar el resultado del costo marginal en la barra de inyección.

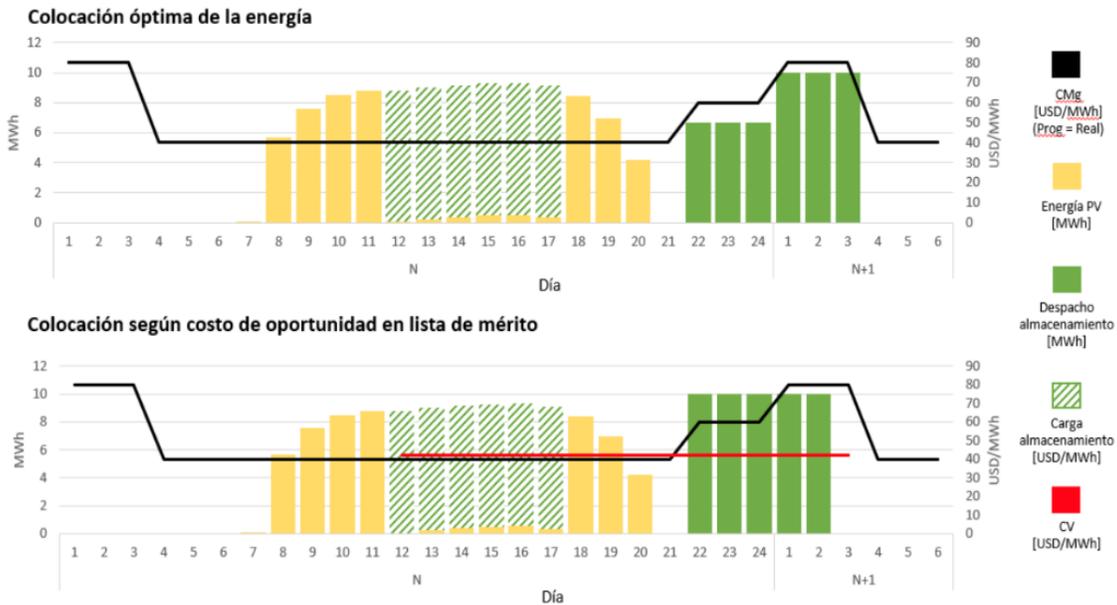


Figura 31: Operación según programa eficiente versus operación según lista de mérito

Como se muestra en la Figura 21, en el caso de un programa eficiente, se podría dar el caso de que querer distribuir la inyección de la energía almacenada en diferentes periodos dentro del horizonte de programación. Sin embargo, al asignar un costo variable fijo posterior a la carga, el almacenamiento podría utilizar toda su energía anticipadamente.

Además, sólo considerar un costo de oportunidad basado en el costo de carga, podría gatillar un despacho con mínimos ingresos por arbitraje, provocando un desgaste del activo del cual el dueño de la instalación no estaría dispuesto a asumir. Así, para lo anterior, el costo variable calculado debiese considerar posibles costos adicionales relacionados a la operación, como podrían ser impactos por desgaste, ramping y ciclado.

Sumado a lo anterior, resulta difícil acoplar estas decisiones de gestión de energía en conjunto a la posible provisión de diferentes servicios complementarios que puedan proveer estas tecnologías, donde estos últimos se transan en un mercado de subastas.

Una manera en que los distintos costos, oportunidades, y riesgos que ven los dueños pudiesen ser incorporados en el valor de la energía, es que el mercado de energía cambie a un esquema que considere ofertas, o dar espacio al auto despacho.

Pero si el caso es continuar con un esquema centralizado, se considera importante el aumento de la frecuencia en el cálculo de la colocación óptima de la energía para el proceso de programación de la operación. Sin embargo, según la experiencia actual, también se considera como buen criterio la participación del dueño del sistema de almacenamiento mediante la elaboración de sugerencias en el programa de operación del CEN.

Así, una norma técnica con criterios claros respecto a la operación de estas tecnologías, tanto para la gestión de energía como en la provisión de servicios complementarios, podrán demarcar de manera clara cuales son los riesgos a los cuales se enfrentarán los inversionistas, minimizando la incertidumbre en la inversión en este tipo de tecnologías.

8.2 Propuestas de mejora orientada a la participación del almacenamiento en Servicios Complementarios.

Mecanismo de Subastas

A fin de fomentar la participación de los sistemas de almacenamiento en las subastas, se estima necesario que la Comisión y el Coordinador apliquen fórmulas adecuadas que permitan calcular el costo de oportunidad y sobrecosto de estos sistemas para proveer servicios de control de frecuencia, al igual que las fórmulas actuales reconocen dichos costos para el resto de las tecnologías.

No obstante, generar fórmulas que permitan anticipar todos los escenarios posibles que define el costo inter temporal de oportunidad y de sobrecostos para un sistema de almacenamiento puede resultar un problema complejo, por lo que podría ser una mejor opción utilizar nuevamente el esquema en el que todos los oferentes realizan ofertas que incluyen todos sus costos y no solo los de desgaste o, en su defecto, mantener el sistema actual, permitiendo a las tecnologías de almacenamiento enviar ofertas que incluyan todos sus costos y evaluar las ofertas de las demás tecnologías incluyendo los costos esperados de oportunidad y sobrecostos en base a la proyección del Coordinador.

El realizar proyecciones del costo marginal para el siguiente día de operación es una tarea habitual de los sistemas de almacenamiento, ya que de eso depende las posibilidades de arbitraje y el momento óptimo de carga y descarga, los cuáles deben ser informados al Coordinador para la programación del despacho del día siguiente, por lo que no es un impedimento real para estas tecnologías.

Mecanismo de Licitaciones.

Se sugiere que el Coordinador analice las condiciones que permiten a los sistemas de almacenamiento participar en las licitaciones de Servicios Complementarios con uso de recursos existentes o que impliquen instalar nuevos recursos, a fin de incentivar su participación y aumentar la competencia del proceso.

Instrucción Directa

Cuando el Coordinador instruye la provisión directa de control de frecuencia a un sistema de almacenamiento debido a que no existen condiciones de competencia o la subasta fue declarada desierta, tiene que resolver el problema de remunerar correctamente los costos de oportunidad y sobrecostos del sistema, para los cuáles no funcionan las fórmulas que dispone actualmente. Para determinar el costo de oportunidad de cada sistema, por ejemplo, el Coordinador puede utilizar su propia proyección de costos marginales para el día siguiente y la programación del despacho que recibió del sistema de almacenamiento.

Cuando el Coordinador deba instruir la instalación de nuevos activos para prestar Servicios Complementarios, debe establecer un protocolo en el cual permita al operador obligado a instalar un activo el declarar los costos que haya incurrido y, cuando estos sean mayores a los establecidos en el estudio de costos, demostrar mediante cotizaciones o estudios que dichos costos son realmente mayores, a fin de que sean reconocidos por el Coordinador.

Proceso de verificación de prestaciones

Se sugiere que para las prestaciones que se muestran en la ilustración 2 se pueda establecer un formato predefinido, de tal forma que se expedita la presentación y desarrollo de proyectos de almacenamiento para Servicios Complementarios y que sean compatibles con arbitraje de precios. Por ejemplo, estableciendo la obligatoriedad de considerar reserva de almacenaje exclusiva, a partir de la potencia y energía total dentro de un mismo activo con el fin de suministrar el/los SSCC y adicionalmente participar de arbitraje de precios. Esto potenciaría y elevaría el mercado de almacenamiento.

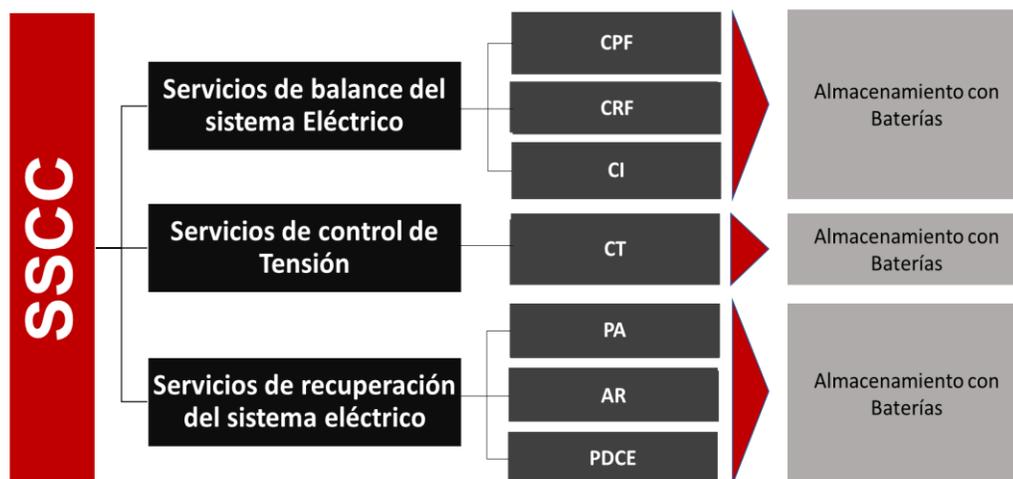


Figura 32: Servicios y tecnología a expeditar para suministrar SSCC en Chile.

- CPF: Control de frecuencia primaria,
- CRF: Control de frecuencia rápida,
- CI: Cargas Interrumpibles;
- CT: Control de tensión,
- PA: Partida autónoma,
- AR: Aislamiento Rápido,
- PDCE: Plan de Defensa contra Contingencias
Extrema

Mercado de Servicios Complementarios

Dada la condición de “no mercado” detectada en los SSCC y las necesidades ciertas de almacenamiento en las plantas de generación en base a recursos variables (viento, sol, mar, etc.). Sería recomendable que los desarrolladores, una vez instalado el activo de almacenamiento tengan la posibilidad de ser incluidos en una lista de despacho del día anterior para proveer SSCC, indicando por parte del coordinado la cantidad y oportunidad de proveer para el/los servicios complementarios específicos y que esta función sea un adicional al modelo de negocios por el cual se estableció la inversión de dicho activo. Esto con el objetivo de generar un mercado real al respecto de este tipo de activos y un incentivo a la inversión. Por su puesto será prerrogativa del coordinador independiente del sistema utilizar/despachar los recursos disponibles para SSCC.

8.3 Reconocimiento de Potencia de Suficiencia para sistemas de almacenamiento

Actualmente - según lo indicado en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) e incluyendo el Proyecto de Ley que promueve el almacenamiento, recientemente aprobado en el congreso - los Sistemas de Almacenamiento (SdA) pueden participar del mercado Spot para transar 3 productos: Energía, Potencia y Servicios Complementarios (SSCC), ya sea se trate de una central renovable con capacidad de almacenamiento (CRCA), una central de almacenamiento por bombeo (CAB) o simplemente un SdA¹².

Para la Potencia de Suficiencia, por tratarse de cambios recientes en la regulación, tanto el reglamento vigente como la norma técnica respectiva no contienen el detalle metodológico para que los SdA tengan reconocimiento de potencia de suficiencia, lo que (i) de mantenerse esta condición, no favorece el desarrollo tecnológico y (ii) entendiendo esta condición como transitorio, genera incertidumbre al inversionista¹³. En menor medida, dicha incertidumbre también se presenta en CRCA, sin perjuicio que el coordinador ha implementado el reconocimiento de Potencia de Suficiencia con las directrices vigentes del reglamento.

El punto anterior se resolvía -en gran medida- mediante la propuesta de modificación al reglamento de potencia¹⁴. Sin embargo, al retirarse de la Contraloría General de la República (CGR) - el ente contralor efectuó observaciones que serán atendidas por el Ministerio de Energía-, no existe en la actualidad un mecanismo que disminuya la incertidumbre y promueva la incorporación de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional.

Como concepto general, un reconocimiento eficiente de potencia de suficiencia para SdA debería considerar el aporte que estas tecnologías efectúan para mantener la suficiencia del sistema, según los estándares de confiabilidad previamente definidos. De esta manera, se genera una señal de inversión

¹² Mientras las dos primeras capturan energía de una fuente externa para almacenarla y retrasar su inyección a la red, los SdA necesitan capturar energía del sistema Eléctrico, almacenarla en otra fuente de energía, para posteriormente reinyectarla al Sistema Eléctrico.

¹³ Se entiende que un SdA aporta a la suficiencia de un sistema eléctrico, en el sentido que favorecería el cumplimiento de una métrica de confiabilidad.

¹⁴ Propuesta desarrollada por el Ministerio de Energía entre octubre de 2020 y julio de 2021.

costo eficiente, manteniendo la neutralidad tecnológica necesaria para no favorecer o perjudicar arbitrariamente a algún proyecto en particular.

En ese sentido, el mecanismo ELCC propuesto en el reglamento retirado de CGR cumplía -a nuestro entender- con dicho concepto. Por tanto, se estima relevante promover el uso de este mecanismo para el largo plazo.

Sin perjuicio de lo anterior, y bajo la premisa que un reconocimiento anticipado de Potencia de Suficiencia pudiera aportar a una promoción pronta de los SdA, resultaría atractivo incorporar transitoriamente un reconocimiento explícito para el corto plazo.

Por lo anterior, se sugiere incorporar con celeridad -en el reglamento vigente- un reconocimiento explícito de potencia para los SdA y los CRCA. Se sugiere, en primera instancia, recuperar el reconocimiento del artículo octavo transitorio del reglamento previamente mencionado, ajustando -en el tiempo- los porcentajes de reconocimiento a lo que teóricamente un mecanismo de tipo ELCC podría otorgar¹⁵. Además, podría ser importante incorporar otros aspectos que hoy otorgan flexibilidad y opciones para capturar mayores ingresos, como por ejemplo permitir retiros desde el Sistema Eléctrico para CRCA, y con ello, no limitar las inyecciones a la potencia máxima de la central.

8.4 Remuneración por arbitraje de un sistema de almacenamiento autónomo

En este caso, se propone analizar:

- Remuneración por arbitraje en un mercado de pool donde el operador del sistema en base a modelos matemáticos determina cuando se retira o se inyecta energía con un BESS. En este caso, se está optimizando el costo de operación del sistema y no necesariamente esto asegura la rentabilidad del proyecto del BESS. De este modo, el modelo de negocio apto para operar en este tipo de mercados es el de licitaciones de largo plazo que remunera mediante cuotas la anualidad de la inversión y los costos fijos de operación. Los costos variables a su vez, remunerados por el margen operacional de compraventa cuando el BESS está arbitrando.
- Remuneración por arbitraje en un mercado tipo bolsa de energía, será el propietario del BESS, el que definirá su oferta. Se supone que el precio lo establece para cubrir los costos de inversión y los operacionales. El riesgo en este caso estará en escoger el mercado adecuado.

8.5 Remuneración por Servicios Complementarios de un sistema de almacenamiento "Stand-Alone"

Considerando que el precio a cobrar por un servicio complementario prestado bajo la modalidad existente deberá ser mayor que el mismo servicio que se provea con una central renovable con almacenamiento, porque parte importante de los costos asociados al sistema de almacenamiento en este caso son

¹⁵ Esto se propondrá una vez finalicen los ejercicios internos

remunerados por el costo de desarrollo y en consecuencia el modelo de negocio que se debe adoptar para un sistema de almacenamiento “Stand-Alone” es diferente.

El modelo de negocio apto para prestar este tipo de servicios es el de licitaciones de largo plazo que remunera mediante cuotas la anualidad de la inversión y los costos fijos de operación. Los costos variables a su vez, remunerados por el margen operacional:

En un mercado de pool, subastas con oferta a costo marginal o más, porque se compite con unidades convencionales supramarginales.

En una bolsa de energía una oferta competitiva.

8.6 Remuneración de BESS como elementos de infraestructura en sistemas de transmisión

Si los BESS se consideran como elementos de infraestructura en los sistemas de transmisión, es evidente que desde el punto de vista regulatorio recibirán el mismo tratamiento que las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas. Esto es una remuneración igual a:

$$VATT = \alpha VI + COMA + \alpha EIR$$

En Chile, los activos de transmisión son licitados por orden de la autoridad. La remuneración para los próximos 5 períodos tarifarios (20 años) la define el proponente adjudicado. Pasado ese período, la remuneración la determina la autoridad en los estudios tarifarios respectivos.

Figura 19: BESS en sistemas de transmisión

8.7 Remuneración de BESS en la Demanda

En el caso de los sistemas de almacenamiento intensivos en energía, vistos como elementos asociados a la demanda, su función será recortar puntas en horas de demanda máxima por una cantidad de tiempo limitado (horas) durante el período anual de control. Un proyecto de este tipo será rentable para un escenario dado, si el valor presente de la diferencia de potencia evitada de contratar sea mayor o igual que el valor presente del VATT más el valor residual del proyecto, si existe.

8.8 Conclusiones

Existen importantes desafíos regulatorios en la consideración de la remuneración de un activo de carácter multiservicio como lo son los sistemas de almacenamiento, desafío que se centra en el reconocimiento correcto de todos los beneficios que significa su operación en distintos mercados. La regulación vigente presenta en su definición un carácter muy de nicho respecto a temas remuneratorios, bajo la consideración que un activo sólo presenta beneficios en aquellos segmentos donde éste opera.

La regulación debe adecuarse a estos nuevos atributos que presenta los sistemas de almacenamiento a todo nivel: en la mirada de su planeación más estratégica (inversiones), en lo operativo (maximización de su aporte al sistema en sus múltiples servicios) y también en lo táctico (referido a lo procedimental).

Este reconocimiento más allá del paradigma tradicional presenta una serie de complejidades en la forma actual de obrar en la regulación, en la programación de la operación en un mercado de costos auditados como el chileno, en la granularidad que requiere la visión sobre la operación de los sistemas para aprovechar al máximo los beneficios, en la decisión privada de cara a decisiones de arbitraje, en la cuantificación efectiva del aporte de esta tecnología a la suficiencia del sistema en aquellas horas de mayor exigencia, en la definición de sus ingresos buscando evitar los dobles pagos, en los criterios de toma de decisión de inversiones en los procesos centralizados de decisión de la transmisión, entre otros desafíos.

En particular, la regulación debe considerar que para mejorar el atractivo de oportunidades de arbitraje con sistemas BESS, más en un mercado pool como el que tenemos en Chile, se debe garantizar la rentabilidad privada del proyecto, puesto que una decisión sistémica optimizada del sistema podría no garantizar su ocurrencia, y por ende, poner en riesgo el atractivo de proyectos diseñados para estos fines.

La consideración de los sistemas BESS como almacenamiento puro también presenta riesgos desde lo remuneratorio, para lo cual se propone fortalecer el sistema de licitaciones de largo plazo de servicios complementarios, de manera de asegurar la remuneración vía cuotas que garanticen el pago de la anualidad y los costos fijos de operación, mientras que los costos variables permitan remunerar de forma correcta el margen operacional.

En relación con los sistemas BESS como activos de transmisión, es importante que los procesos de toma de decisión centralizada y los procesos de licitación que de dicho proceso nace permita la adecuada comparación entre costos y beneficios de las distintas tecnologías disponibles. Lo anterior bajo las dos modalidades que la regulación permite, que son los sistemas de almacenamiento intensivos en potencia que permite construir corredores virtuales, así como los sistemas de almacenamiento intensivos en energía que permite recortar la punta o eliminar sobrecarga en redes según sea la forma en que se mire. Su evaluación deberá permitir el recoger la totalidad de los beneficios que presentan los atributos técnicos y temporales que entregan los BESS al sistema, incluyendo aquellos beneficios de carácter social que, si bien no se recoge en la remuneración del promotor del proyecto, si permite mejorar la competitividad con otras alternativas de expansión de las redes.

Finalmente, y en relación con los sistemas de almacenamiento en la demanda, una definición de mercado para los servicios de gestión de la demanda podría permitir mejorar el nivel de competitividad de la tecnología en este segmento, mejorando su rentabilidad y avalando mayores niveles de penetración.

9



REFERENCIAS

9 REFERENCIAS

Akinyele, D., Belikov, J., & Levron, Y. (2017). *Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems*.

Barbón Núñez, A. (2018). *Análisis de ventajas e inconvenientes de las baterías de flujo redox frente a las baterías de iones de litio en aplicaciones de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Máster en Ingeniería Industrial. Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón*.

Barbir, F. (2013). *PEM Fuel Cells: Theory and Practice*. Academic Press.

IRENA (2017). *Electricity Storage and Renewables, Cost and Markets to 2030*.

Leung, P. K., & Ponce-de-León, C. (2012). *Advances in redox flow batteries for large-scale energy storage: From materials to engineering*. *Chemical Reviews*, 112(11), 6288-6322.

Li, H., Gao, P., Chen, Z., Guo, Y., & Su, Z. (2020). *Recent advances in the development of high-performance solid-state zinc-air batteries*. *Journal of Energy Chemistry*, 51, 17-31.

Li, X., & Li, Y. (2021). *Development of vanadium redox flow batteries for energy storage: A review*. *Journal of Energy Storage*, 38, 102306.

Nguyen, T. T., & Islam, S. (2020). *Battery Energy Storage Systems for Power Grid Applications: A Comprehensive Review*. *Energies*, 13(3), 537.

Ponce-de-León, C., Montiel, M., & Walsh, F. C. (2012). *Electrochemical characterization of vanadium redox couples in sulfuric acid*. *Journal of Applied Electrochemistry*, 42(5), 285-292.

Skyllas-Kazacos, M., Chakrabarti, M. H., Hajimolana, S. A., Mjalli, F. S., & Saleem, M. (2011). *Progress in flow battery research and development*. *Journal of The Electrochemical Society*, 158(8), R55-R79.

Toussaint, G., Stevens, P., Akrou, L., Rouget, R., & Fourgeot, F. (2010). *Development of a rechargeable zinc-air battery*. *ECS Transactions*, 28(32), 25-34.

Valverde, G., Pilo, F., Figueres, E., & Junyent-Ferre, A. (2021). *Virtual Transmission Corridors Based on Battery Energy Storage Systems: A Review*. *Energies*, 14(5), 1344.

Wang, J., & Yang, C. (2018). *Advances in battery technologies for electric vehicles*. *Energy Procedia*, 152, 369-376.

Zheng, X., Li, Z., Zou, H., Chen, Y., & Yang, F. (2017). *Design of Vanadium Redox Flow Batteries for Improved Energy Density and Power Density*. *Journal of the Electrochemical Society*, 164(8), A1656-A1662.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2021, febrero). *Estrategia de Almacenamiento Energético*. Madrid, España: Autor. <https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/stromspeicher>

Red Eléctrica de España (REE) - Datos y Mercados. <https://www.ree.es/es/datos/mercados>

Red Eléctrica de España (REE). <https://www.ree.es/es>

Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) de la Unión Europea. <https://www.acer.europa.eu/>

DFL 4 Ley General de Servicios Eléctricos Chile.

DS128 Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, Chile.

DS125 Reglamento de Coordinación de la Operación, Chile.

Reglamento SSCC y Norma Técnica Chile.

DS 62 NT y Mesa de trabajo reglamento de potencia, Chile.

Ley promueve almacenamiento y Electromovilidad, Chile.



10

ANEXO 1

10 ANEXO 1: ESTADO DE ARTE Y MARCO REGULATORIO INTERNACIONAL

10.1 Australia

El sector de la energía renovable en general y de la energía solar en particular está experimentando un boom sin precedentes en Australia. En términos generales la energía solar ha sido la fuente de energía con mayores tasas de crecimiento en la última década gracias a las políticas gubernamentales favorables a su implantación, desde prácticamente una producción nula en 2006 hasta los 7.659 GWh en 2016. A finales del año 2020 la producción de energías renovables alcanzó un 50,4% en el mercado nacional de electricidad australiano con 12.028 MW de potencia instalada.

Este crecimiento en potencia proveniente de energías renovables ha ido de la mano con la instalación de sistemas de almacenamiento de energía. Al año 2019 habían instalados 1,5 GWh de capacidad (499 MWh fueron instalados ese año) y al año 2020 se elevó a 2,7 GWh, con ello, Australia se convirtió en uno de los líderes mundiales en almacenamiento.

Así como para los otros países, la ventaja del tiempo de entrega es significativa para BESS, las opciones tradicionales tardan de 2 a 3 años en implementarse. La velocidad de implementación del almacenamiento crea valor económico significativo en mercados como Australia.

A continuación, haremos una breve revisión de proyectos actuales y proyectados significativos para este país.

Hornsedale Power Reserve: La reserva de energía de Hornsdale se encuentra en una parte importante de la red de transmisión de electricidad de Australia del Sur, aproximadamente a 15 km al norte de Jamestown. La instalación original en 2017 fue la batería de iones de litio más grande del mundo con 100 MW ampliándose en 2020 a 150 MW, la batería conecta con el parque eólico Hornsdale en la región Mid North de Australia del Sur. Durante 2017, Tesla, Inc. ganó el contrato y construyó la reserva de energía Hornsdale, por un costo de capital de 90 millones de dólares australianos, correspondientes a MMUS\$69, lo que llevó al nombre coloquial de la gran batería Tesla. En sus dos primeros años de funcionamiento, el proyecto ahorró a los consumidores de Australia del Sur más de 150 millones de dólares. En noviembre de 2019, Neoen anunció que aumentaría la capacidad de la batería en un 50%. La expansión costó 82 millones de dólares australianos, correspondientes a 63 millones de dólares estadounidenses. A modo de financiamiento, el gobierno estatal financió 15 millones de dólares australianos para la expansión, 8 millones de dólares australianos financiados por la Agencia Australiana de Energía Renovable, agencia independiente del gobierno federal australiano, establecida en 2012 para administrar los programas de energía renovable de Australia, con el objetivo de aumentar la oferta y la competitividad de las fuentes de energía renovable australianas, y hasta 50 millones de dólares australianos en préstamos a través de la Corporación Financiera de Energía Limpia, banco verde propiedad del gobierno australiano que se estableció para facilitar mayores flujos de financiamiento hacia el sector de energía limpia.

La expansión fue completada por Aurecon, empresa de ingeniería, gestión, diseño, planificación, gestión de proyectos, consultoría y asesoría. La instalación puede distribuir grandes cantidades de energía de forma rápida y fiable. Esto significa que puede respaldar la red eléctrica de Australia del Sur y lograr

importantes ahorros de costos al proporcionar control de frecuencia y servicios de seguridad de red a corto plazo. En 2019, HPR (Hornsedale Power Reserve) redujo los costos en el mercado eléctrico nacional en 116 millones de dólares mediante la prestación de servicios auxiliares de control de frecuencia de regulación y contingencia (FCAS). Este proyecto también verá toda la instalación mejorada para proporcionar un nuevo servicio de 'inercia virtual' además de los servicios ya prestados. En los anexos se añadirá información respecto a este proyecto.

Batería Dalrymple ESCRI: Es un conjunto de baterías iones de Litio conectadas a la red de 30 MW 8MWh cerca de Stansbury en la península de Yorke en Australia del Sur. Su función es proporcionar una mayor confiabilidad y estabilidad a la red eléctrica. La batería está instalada junto a la subestación Dalrymple, siete kilómetros al suroeste de Stansbury. La subestación Dalrymple se encuentra al final de una línea eléctrica de 275 kV hacia la península y alimenta líneas de 33 kV a varias ciudades en el extremo inferior de la península. La instalación puede almacenar el exceso de generación del parque eólico "Wattle Point", así como de un parque solar cercano y se espera que proporcione un servicio similar a la reserva de energía de Hornsdale en el centro norte del estado. Del punto de vista regulatorio, es un caso de éxito interesante porque la batería, que ofrecerá tanto servicios de red regulados como servicios de mercado competitivo. Electranet es propietaria del activo y provee el servicio de control rápido de frecuencia, y a su vez, AGL alquila la batería a Electranet y ofrece servicios auxiliares y trading de energía en el mercado competitivo.

Providing both regulated and competitive market services

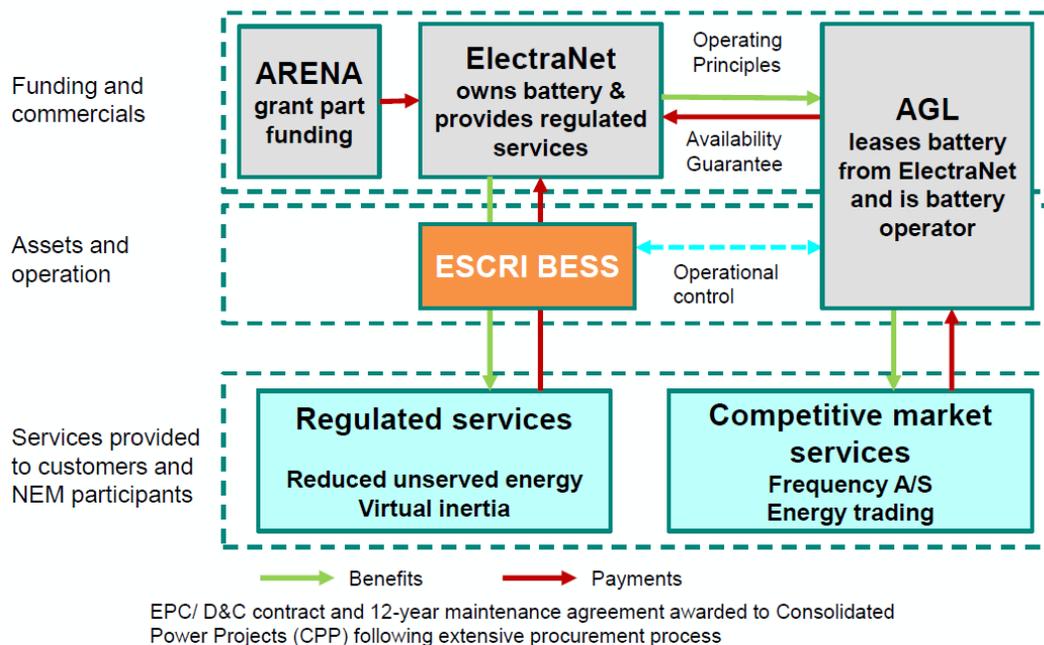


Figura 33: Estructura mercado australiano

El BESS está financiado en parte por hasta \$ 12 millones del Gobierno de la Commonwealth a través de la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA), además apoyó ElectraNet y AGL para sumar un total de MMUS\$ 24,46 del valor de la inversión. Al igual que para el proyecto anterior, se especificará con mayor detalle el proyecto en los anexos.

Las principales funcionalidades provistas por este sistema son las siguientes:

- Inercia Virtual
- Transición instantánea a “modo isla”
- Aporte de corriente de falta
- Inyección rápida de potencia
- Arranque en negro

Lake Bonney Battery: El sistema de almacenamiento de energía de batería de 25 MW / 52 MWh está ubicado junto con los parques eólicos de Lake Bonney cerca de Millicent en Australia del Sur. La batería se energizó en 2019. “Infigen” celebró acuerdos de financiación con el gobierno de Australia del Sur (SA) y la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) para cofinanciar el desarrollo de MMUS\$28. El gobierno de Sudáfrica y ARENA están contribuyendo cada uno hasta MMUS\$3,82 en fondos. La batería ayuda a “Infigen” a gestionar el riesgo de intermitencia asociado con la energía renovable. También participa en los volátiles mercados de servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS). Según los datos de liquidación de AEMO los ingresos totales mensuales por batería para este proyecto son de MMUS\$1.7, replicando eso anualmente, el proyecto entrega un beneficio de MMUS\$15.26 por año.

El gobierno estatal liberal de Australia del Sur predice que el estado podría disponer de más del 500% de energía renovable para 2050, y convertirse en un exportador nacional e internacional de energía limpia. Australia del Sur ha obtenido un 60% de la demanda de la red local de energía eólica y solar en el año 2020, y tiene como objetivo alcanzar un «100% de energías renovables netas» para 2030, un objetivo que, según informa el portal de energía australiano *reneweconomy* e incluso el ministro de energía federal Angus Taylor admite que se podría lograr en gran medida para 2025, según las proyecciones de emisiones más recientes de su departamento.

En la actualidad, AEMO se encuentra estudiando la aplicación de inversores avanzados a nivel del sistema de potencia. El término se encuentra en etapa de definición, sin embargo, lo relevante es que existen 2 tipos de inversores y se busca incluir estos aspectos en la normativa para BESS:

- Inversores fuente de corriente que sincronizan con la tensión de la red y ajustan la entrega de potencia para seguir una fuente externa de tensión
- Inversores formadores de red que tienen su propia referencia de tensión y pueden sincronizar con la red u operar de manera independiente de otras fuentes de generación

AEMO ha identificado cuatro aplicaciones relevantes para los inversores de red avanzados:

- Conectar recursos basados en inversores en redes débiles
- Soportar la seguridad del sistema
- Operación en modo isla
- Arranque en negro de la red

10.2 Alemania

Alemania está organizada como una república federal, lo cual como se verá más adelante motiva que hay diferencias a nivel local en políticas específicas, específicamente en cuanto al tema de almacenamiento.

- Población al 2021: 83,2 millones (42,2 millones son mujeres)
- Capacidad instalada al 2020: 224,7 GW netto.
- Generación bruta 2022: 571 TWh (44% renovables). 2021: 582TWh (39,8% renovables)

El 2022 la energía eólica, con 21,7% del total fue la 2da fuente de generación de electricidad, detrás del carbón, el cual producto de la invasión de Ucrania por Rusia llegó a 31,3%, de 23,4% el 2020).

Fuentes de y energías renovables se consideran las siguientes: eólica, hidroeléctrica, solar, biomasa, geotérmica, basura domiciliaria.

El sistema eléctrico en Alemania está separado en Generación (con múltiples empresas privadas y municipales), Transmisión (que consta de 4 empresas privadas de transmisión que atienden 4 sectores separados del país) y distribución (que comprende 875 empresas).

Pese a que la primera legislación para la promoción de las energías renovables se promulgó en Alemania el año 2000, la cual fue revisada y actualizada en diciembre del 2020 no existe una legislación específica para el almacenamiento de energía en redes eléctricas.

Incluso no existe en la actual legislación alemana una definición única y clara de almacenamiento, sino que en distintas partes de la legislación se utilizan distintos conceptos.

Existe si a nivel gubernamental un cierto consenso a considerar el almacenamiento como un sistema dual, por un lado, como consumidor final cuando está almacenando energía y como generador cuando la está entregando al sistema.

No obstante, la ausencia de definición unificada de los sistemas de almacenamiento de energía es un tema que ocupa al sector y existen desde hace tiempo una cantidad importante de sistemas en operación. Estos se concentran en almacenamiento en base a centrales hidroeléctricas de bombeo a nivel generación, y de sistemas de almacenamiento en base a baterías, casi exclusivamente a nivel de consumidor final residencial.

Dada la importante capacidad de generación renovable actual, así como la meta en última revisión de la ley de energías renovables (EEG 2023, en estado de propuesta) que establece al 2030 un mínimo de 80% del consumo deberá proveerse con energías renovables, existe un enorme potencial para el almacenamiento en Alemania. Esto implica que la generación renovable actual de aproximadamente 240 TWh debe incrementarse hasta 600 TWh en el año 2030. Adicionalmente la propuesta apunta a que la generación de energía eléctrica sea neutral en términos de emisiones ya para el año 2035, comparado con la meta de 2050 en la legislación vigente, la EEG 2021.

Estos esfuerzos, se indica explícitamente en la nueva legislación propuesta, apuntan también a una reducción de la dependencia de energía importada (mencionando la invasión de Ucrania por Rusia como una razón para este objetivo adicional). Esto último adicionalmente ha gatillado el fomento en Alemania a incorporar el hidrógeno verde, metano y metanol como medios de almacenar energía y lo que

denominan acoplamiento de sectores. Esto último producto de que el país consume una gran cantidad de energía en la forma de calor y productos químicos, producto por un lado del clima frío y la alta industrialización e histórica fortaleza del sector químico alemán. La invasión rusa a Ucrania elevó fuertemente los precios de la energía y el gas natural en particular lo que ha gatillado un fomento a la independencia energética lo que se refleja en incentivos al desarrollo de tecnologías en los sectores de hidrógeno verde y almacenamiento.

Por ejemplo, se ha calculado que actualmente para proveer la mitad del consumo del país en un día promedio de invierno se necesitaría sistemas de almacenamiento con una capacidad de 180GW en potencia y 720GWh en energía.

En el marco de la legislación actual a las operadoras de redes (cuatro empresas atienden el país completo), no les está permitido poseer ni operar sistemas de almacenamiento. No obstante, lo anterior algunas empresas transmisoras han incorporado sistemas de almacenamiento (operados o de su propiedad), que por su pequeña escala no han generado sanciones.

Con una capacidad de generación en centrales hidroeléctricas de bombeo de unos 6,7 TWh al año, a diferencia de otros países de Europa, como por ejemplo España, Francia, Austria, Suiza, en Alemania no se ha dado un resurgimiento de la construcción de centrales de almacenamiento en base a bombeo.

A nivel industrial las instalaciones de almacenamiento son casos muy asilados, generalmente motivados por decisiones de imagen de la empresa específica o condiciones muy especiales de la aplicación.

Al 2020 se contaban unas 150.000 instalaciones de almacenamiento a nivel domiciliario, con una potencia estimada de unos 750MWh, para las cuales se estimaba un uso de unos 250 ciclos al año.

Cómo se indicó anteriormente, no existen a las 2022 medidas gubernamentales de fomento para el almacenamiento a nivel país, pero dado que Alemania es un país con estructura de gobierno federal, si existen planes de fomento a nivel de algunos estados, comunas y empresas de energía en ciudades (empresas de propiedad municipal). Estas financian montos muy disímiles, entre 7% y hasta 30% de la inversión, específicamente para el uso residencial.

Existen incentivos a nivel federal para proyectos de almacenamiento, pero se enfocan en mejoras tecnológicas, no en la masificación de su implementación.

Otra fuente de incentivos para su instalación a nivel residencial son las medidas de fomento, hoy a nivel de exención de impuestos y tarifas, aplicables a sistemas solares distribuidos (residenciales y rurales). Así la energía consumida o producida, intercambiada con la red no paga impuestos ni está afectada a pagos de uso del sistema de distribución ni transmisión.

Es interesante aquí mencionar que, dada la estructura federal de Alemania, los costos de estas exenciones debían ser absorbidas por los consumidores del respectivo estado. Esto generaba una mayor contribución individual en estados con menor población, a su vez normalmente con mayor población rural, como el este de Alemania, la antigua Alemania Oriental, estados que aún hoy presentan un menor nivel de desarrollo económico que los de la original República Federal de Alemania.

Recién en esta década se ha estado abordando a nivel país aportes centrales de modo de compensar esta desigual distribución de cargos al ciudadano individual.

Otro aspecto, que mencionan documentos oficiales de gobierno como la Bundesnetzagentur (Agencia Nacional de la red eléctrica) que posiblemente han frenado, hecho menos necesaria, o menos urgente la implementación a escala de sistemas de almacenamiento, han sido las medidas de flexibilización de la infraestructura de generación y redes para enfrentar el creciente aporte de energías renovables no convencionales.

A nivel generación esto se ha reflejado en el aumento de capacidad de toma y bajadas de carga de unidades convencionales existentes, así como implementación de nuevas unidades, especialmente del tipo ciclo combinado a gas natural de diseño avanzado no sólo en eficiencia, sino que también en la muy rápida capacidad de variación de carga.

Lo anterior se refiere a la legislación vigente al 2022.

La crisis energética que Europa, y Alemania en particular por su dependencia reciente del gas natural importado de Rusia, enfrentan producto de la invasión a Ucrania de Rusia ha motivado que la nueva legislación propuesta como EEG 2023 introduce medidas para acelerar la generación desde energías renovables, considerando para esto medidas que apuntan a fomentar sistemas de almacenamiento, así como el hidrógeno desde energías renovables.

La nueva legislación propone:

- Exención de impuestos para sistemas de almacenamiento asociados a sistemas solares de hasta 30kW para viviendas de todo tipo y edificios públicos.
- También considera que sistemas de almacenamiento (eléctrico, químico, mecánico u otra manera física) no pagarían impuestos y cargos (IVA, uso del sistema) por la energía obtenida ni por la entregada a la red eléctrica.
- Se permite también el uso de batería de un vehículo eléctrico con sistema de almacenamiento conectado a la red, sin pago de impuestos y recargos por intercambios de energía con la red bajo esta función de almacenamiento.
- Propone fomentar, en un reglamento a publicarse el 2023, sistemas de energías renovables con producción, almacenamiento, así como generación en base a hidrógeno verde. Es decir, sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno verde como medio de almacenamiento.
- Interesante es el planteamiento para la biomasa. Se plantea como objetivo fomentar el uso de biomasa en plantas de generación altamente flexibles enfocadas a la generación en punta. Explícitamente se indica estas plantas, con biometano como combustible no deberían generar más del 10% de las horas del año. Asimismo, plantea eliminar el límite actual de 10MW de potencia para este tipo de instalaciones. Un objetivo planteado es maximizar el aprovechamiento de la biomasa como medio de almacenamiento de energía para apoyar el suministro seguro de energía de la red. Todo esto se plasmará en una estrategia nacional para la biomasa, dentro del periodo legislativo en curso, que se traducirá en una ley específica, la que a su vez podría tener impacto en los volúmenes de licitación de energías renovables en el marco de EEG 2023.
- El fomento para iniciativas de energías renovables se propone pase a ser financiado a través de un fondo, Fondo para la Energía y el Clima. Se elimina así el sistema actual que destina parte del monto de la factura de energía eléctrica que cada usuario paga al fomento de las energías renovables, vigente desde hace décadas en Alemania. De hecho, salvo unos pocos temas específicos de fomento en base a exención de impuestos y cargos, en general en el texto se habla

de licitaciones para programas específicos. Posiblemente esto busca cambiar el sistema histórico de fomento en base a subvenciones de precios de inyección al sistema, exenciones de impuestos y tarifas y mecanismos similares (difíciles de eliminar cuando estas subvenciones ya no son necesarias) por uno de programas específicos donde los proyectos compiten por fondos y son elegidos tras una evaluación que selecciona los más eficientes en términos del objetivo final de reducción de emisiones optimizando el uso de fondos disponibles.

- La legislación propuesta indica que se espera significativas reducciones de costos para la economía en base a simplificaciones de la burocracia actual en la legislación energética. Apuntan a que esto acelerará el desarrollo de las energías renovables, con ahorros en procesos de cumplimiento y en la gestión del fomento de energías renovables, del orden de 6 mil millones de euros al año. Esto se formalizará en una ley específica dentro del año 2023.
- Probablemente debido al enorme impacto en costos de la matriz energética de Alemania, muy dependiente del gas natural que la invasión de Ucrania por Rusia ha generado, es que esta nueva legislación pone bastante énfasis en almacenamiento en redes de calor y frío, así como en el hidrógeno verde como vector de almacenamiento para generación y otros usos, temas hoy asociados en gran medida al gas natural. Eso sí, sin detallar aún en el borrador los mecanismos específicos de fomento, los que quedan por definir en reglas específicas por dictar.

10.3 España

España como parte de la Unión Europea participan mediante interconexiones del sistema eléctrico europeo que a lo largo de las últimas décadas ha ido transitando a mercados liberalizados de energía. En este sentido se pueden identificar por un lado la agrupación de los Operadores de sistemas de transmisión, ENTSO-E, por sus siglas en inglés (European Network of Transmission System Operators for Electricity) y el comité que agrupa los operadores de mercado nominados de sigla NEMO (Nominated Electricity Market Operators), estos organismos y comités buscan alinear las políticas establecidas en la regulación europea, en particular de las normas y estándares dictadas por ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) que por ejemplo en la década de 2010 ya establece la regulación EU No1227/2011 Integridad y Transparencia del mercado mayorista de energía y las sucesivas acciones para llegar a cabo su implementación durante la última década.

En resumen, España como parte de la Unión Europea ha implementado su regulación para integrarse al mercado de energía de Europa.

En España existe un único agente que cumple la función de transportista, es decir propietario de las instalaciones de transmisión y a su vez también realiza la operación del sistema, en este caso corresponde a Red Eléctrica de España (REE). En este sentido REE es el único operador de la red perteneciente a los sistemas insulares y extra peninsulares, la posibilidad de competencia en generación y comercialización se garantiza por una parte con el acceso a redes mediante el pago de tarifas de acceso. Por su parte la compra y venta de energía al por mayor se realiza en un mercado regulado por Operador de mercado eléctrico (OMEL).

En España el mercado mayorista se organiza en una secuencia en la que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos. Es así como para el caso de intercambios de energía antes del despacho (hasta el día anterior, o D-1) existe el mercado de contratos bilaterales que corresponden a contratos a plazo gestionados en mercados OTC (Over the counter). En este tipo de mercado, la

negociación y contratación de productos financieros a plazo se hace directamente entre las partes. También para el caso de intercambios antes de despacho (hasta D-1) existe el mercado organizado de derivados (OMIP) que corresponde a mercados donde los tipos de productos financieros están normalizados.

En el caso del intercambio de energía el día antes al despacho la energía horaria como producto es gestionada por OMEL y corresponde al mercado diario de energía para España. Existen otros productos que en este horizonte de tiempo son gestionados por el operador de la red, es decir, REE. Estas son el mercado de restricciones, que incluye como producto las restricciones técnicas y garantías de suministro, y el mercado de servicios complementarios (SSCC), reserva secundaria y Reserva de Potencia a Subir. En este caso el gestor u operador de mercado corresponde a la misma operadora del sistema es decir REE.

Finalmente, para el caso del intercambio de energía el día de despacho (D) la energía Horaria es gestionada por OMEL en un mercado denominado operado por OMEL, para el caso del producto de energía a subir y bajar, el gestor de este mercado, denominado de gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real, restricciones técnicas y reserva terciaria, es REE, es decir el operador de la red.

En este modelo de los mercados y su gestión se identifican aquellos servicios que en distintas etapas de la secuencia pueden ser transados y que permiten mantener el sistema eléctrico en equilibrio y con un nivel de seguridad adecuado. Estos servicios son denominados en España como Servicios de ajuste que podría asimilarse en parte a lo que conocemos como servicios complementarios.

- Servicios de Ajuste del Sistema en España

Los servicios de ajuste se introducen en la normativa española a partir de la definición de la estructura del mercado de producción de energía. Así es como el artículo 8 de la ley 24/2013 (BOE 27/12/13) establece "... El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados". También establece en el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997 (BOE 27/02/10) "... El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tal es la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos".

La resolución de restricciones técnicas identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que pidieran presentarse durante la propia operación en tiempo real.

- Los servicios Complementarios
- Reserva de potencia adicional a subir
- Regulación frecuencia-Potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria)
- Control de Tensión
- Reposición de servicio
- Proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo como medio imprescindible para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda.

Los mercados de servicios de ajuste son gestionados por el operador del sistema (REE) y tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultante de la participación de distintos

agentes en las distintas plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica.

En términos económicos, el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia reducida en el precio final de la energía, resultando ser, sin embargo, estos servicios esenciales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico (MITECO) ha propuesto una estrategia de almacenamiento energético, aprobado en febrero de 2021. Esta estrategia busca apoyar el despliegue de energías renovables y garantizar la seguridad, calidad, sostenibilidad y economía del suministro eléctrico. La estrategia aborda el análisis técnico de las distintas alternativas de generación, la diagnosis de los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.

Se ha identificado que el marco regulatorio necesitará reformularse para integrar el almacenamiento energético, tanto a gran escala como detrás del contador. Se deberá adaptar la regulación a las nuevas características implícitas a estas tecnologías para el desarrollo de este nuevo agente del sector energético. Una de las cuestiones clave vendrá también determinada por la apertura y consolidación de la participación del almacenamiento a los existentes y futuros mecanismos de mercado. Se vislumbran diversas oportunidades para el desarrollo del almacenamiento a lo largo de toda la cadena de valor, donde la puesta en marcha de nuevos modelos de negocio supone una oportunidad en términos de empleo y fortalecimiento de la industria.

La estrategia prevé que el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento se realizará con un enfoque integral en la sostenibilidad, analizando sus potenciales impactos a lo largo de todo el ciclo de vida de las tecnologías, incluyendo impacto medioambiental y la huella de carbono, y minimizándolos.

Las necesidades mínimas de almacenamiento para España se han cuantificado en esta Estrategia, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento total disponible en esos años. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional, según el estado actual de la tecnología.

10.4 USA

10.4.1 California Independent System Operator (ISO), CAISO

Estados Unidos, dada su organización como estado federal, posee varias estructuras legales y físicas (sistemas eléctricos) que proveen energía eléctrica a un, o un conjunto de estados. Considerando posee uno de los sistemas eléctricos más modernos del mundo, innovando ya hace décadas en gestión de demanda a nivel distribución, así como en la introducción de nuevas tecnologías (energías renovables, autos eléctricos y almacenamiento entre otros) se analiza aquí el tratamiento de sistemas de almacenamiento en el estado de California.

Para dar un contexto del sistema eléctrico de California, gestionado en un 80% por el Operador Independiente denominado CAISO establecido el año 1997, algunas cifras, no todas del año 2022. Estas reflejan el tamaño del sector, así como del espacio que ocupan los sistemas de almacenamiento en un estado que, de considerarse como un país, según el año, calificaría a nivel de PIB entre las economías 5 y 7 a nivel mundial.

- El año 2021 el estado de California generó 277.764 GWh de energía eléctrica. De ésta, la generación sin emisiones de CO2 (nuclear, grandes hidroeléctricas y renovables) alcanzó un 49%. Esto último es algo menor al año 2020 en que alcanzaron un 51% de participación. Esta disminución en participación se atribuye fundamentalmente al cambio climático, con una reducción de la generación hidroeléctrica del 32% con respecto al año 2020, equivalente a 6.848 GW menos.
- CAISO importó el año 2021 la cantidad de 83.636 GWh de energía eléctrica desde otros estados al norte y este de California, así como de Canadá.
- A mayo del 2022 el sistema coordinado por CAISO incluía 3,2 GW de sistemas de almacenamiento en baterías y 3,9 GW en plantas hidroeléctricas de bombeo. Notable es que antes de concluir el 2022, la cifra de almacenamiento en sistemas de baterías ya superaba los 4,7 GW de potencia, es decir al menos 500 MW adicionales a los en operación en mayo del mismo año.

Por último, en cuanto a cifras de almacenamiento, cabe acotar que una gran parte de las centrales hidroeléctricas de bombeo existentes en USA (aprox. 23 GW de capacidad instalada) se construyeron en la década de 1970 por lo que el concepto de almacenamiento de energía eléctrica, aparte del almacenamiento en embalses para riego y/o generación es muy anterior a la disponibilidad de sistemas de almacenamiento en baterías u otras tecnologías en uso y desarrollo actualmente.

CAISO, como se describe en el sitio www.caiso.com y en documentos generados por otros grupos de trabajo de CIGRE CHILE es el equivalente del CEN chileno para el estado de California. A diferencia del sistema nacional, CAISO coordina la operación de un sistema que está interconectado con otras redes del oeste de USA. Con estas CAISO realiza un importante intercambio de energía, siendo California un importador neto en los últimos años, con casi un 25% de su consumo siendo suplido desde redes de otros sistemas el año 2022.

Para esto CAISO forma parte del Western Energy Imbalance Market (WEIM) en el cual se gestionan las transferencias de energía entre redes operadas por distintas autoridades locales o de estados, en forma similar a la gestión al interior de la red coordinada por CAISO.

Las interacciones comerciales entre actores coordinados por CAISO se basan en ofertas de precios, no en precios marginales auditados. A grandes rasgos CAISO considera mercados y productos como; contratos en mercado de largo plazo (CAISO administra un [portal](#) para actores registrados donde estos pueden publicar ofertas y requerimientos de energía y potencia a largo plazo), mercado day ahead (mercado de ofertas para el día siguiente), real time market (mercado en tiempo real), ancillary services (servicios complementarios), congestion revenue rights (productos financieros utilizados para compensar costos de congestión en el sistema) y convergence o virtual bidding, un mecanismo utilizado para fomentar la convergencia de ofertas en los mercados del día siguiente y de tiempo real, con el objetivo de reducir la especulación de precios.

Se lista a continuación aspectos destacados del tratamiento de sistemas de almacenamiento por parte de CAISO.

- En diciembre del año 2014 CAISO emite un documento denominado “ADVANCING AND MAXIMIZING THE VALUE OF ENERGY STORAGE TECHNOLOGY. A CALIFORNIA RADMAP”.

Algunos aspectos destacados de este documento son:

1. Resume trabajo desarrollado en conjunto por CAISO, CPUC (California Public Utilities Commission) y CEC (California Energy Commission) así como la participación de más de 400 partes interesadas (distribuidoras, generadoras, desarrolladores de proyectos de almacenamiento, ONGs dedicadas al medioambiente y otros grupos de la industria), condensando varios años de trabajo en el tema según indica el mismo documento.
2. Establece que las tecnologías de almacenamiento están comenzando a revolucionar el sistema eléctrico permitiendo una mayor integración de las energías renovables variables, incrementando la optimización de las redes y aportando a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, un objetivo fundamental del estado de California.
3. El documento establece 3 categorías de desafíos expresados en el proceso por los stakeholders (partes interesadas):
 - a. Expandir las oportunidades de ingresos.
 - b. Reducir los costos de integración y conexión a la red eléctrica.
 - c. Simplificar y clarificar reglas y procedimientos, incrementando así certeza para las inversiones.

Este documento destaca el interés de larga data de los actores del sistema eléctrico de California por la reducción de emisiones en la generación de energía, la seguridad y confiabilidad de la red y busca lograr esto mediante un ambiente de negocios claro y una amplia participación de todas las partes interesadas y o posiblemente afectadas.

- CAISO utiliza los recursos de almacenamiento actualmente bajo dos modalidades:

- Gestión de energía. En este caso la instrucción de entrega de energía hacia la red o carga del sistema desde la red considera lapsos de despacho de 5 minutos o más.

- Soporte de frecuencia. En este caso se dan señales de entrega o “regulation up” a la red o de toma de carga desde esta “regulation down” en tramos de 4 segundos o menos, ayudando así a mantener la frecuencia dentro de rangos acotados ante cambios en demanda o generación.

- El modelo inicialmente fue introducido el año 2012, lo que ejemplifica el tiempo que CAISO lleva trabajando en promoción y gestión de sistemas de almacenamiento conectados a la red. Esto sin contar plantas de bombeo, algunas de las cuales operan desde los años 70. El modelo ha sido de sucesivas mejoras. Mejoras menores pueden ser aprobadas por el board de CAISO directamente. Modificaciones mayores son propuestas al ente regulador estatal, California Energy Commission y, según corresponda pueden estar sujetas a aprobación por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), organismo Federal, es decir de carácter nacional, que supervisa a los distintos operadores de sistemas.

- CAISO ha constatado que en la práctica las instrucciones de soporte de frecuencia no están siendo siempre ejecutadas por los operadores de sistemas de almacenamiento en cada oportunidad de acuerdo con las instrucciones automáticas, algo de suma importancia para la correcta operación de este y que tiene además efectos en la revisión de la remuneración de servicios.

Razones para la no entrega de servicios y la necesidad de mejora de los incentivos considerados y de la contabilidad en línea del estado de cada sistema son por ejemplo que los sistemas de almacenamiento, fundamentalmente baterías, se ven limitados en la entrega de servicios, tanto de energía como complementarios a medida que se aproximan a un estado de carga o descarga plena. Ante esto se considera a nivel de incentivos que los operadores puedan ofertar precios distintos en el mercado de corto plazo según el estado de carga en ese momento del sistema de almacenamiento. Esto a su vez permite al coordinador asignar recursos de acuerdo con su mayor capacidad de aportar los servicios requeridos a menor costo en cada instante.

Por ejemplo, un sistema que está completamente cargado podría entregar energía y aportar regulación ante baja de frecuencia, pero no podría retirar energía de la red al bajar la carga en la red o actuar ante un alza brusca de frecuencia.

Inversamente, un sistema de almacenamiento de baterías cerca de su estado de carga mínima debería poder ofertar un precio mayor por esa energía remanente de que dispone comparado con un estado de carga cercano al de su plena capacidad. Adicionalmente esto último es relevante para sistemas como aquellos con baterías de litio, la química de baterías más difundida, cuya vida útil se ve afectada cuando se descargan con frecuencia y profundidad, lo que afectaría los flujos futuros de ingresos que puede generar versus descargas menos profundas y frecuentes.

- Una forma en que actualmente se incentiva el cumplimiento es que la remuneración acordada por un determinado servicio se revierte en caso de no cumplirse el despacho, para el evento en cuestión, así como el periodo previo hasta una fecha en la cual el operador sí proveyó el servicio como instruido, o superó satisfactoriamente un test de desempeño para ese servicio (cuya ejecución por el operador puede ser solicitada por CAISO). Pero este es un incentivo que actúa ex – post, siendo deseable disponer por adelantado de información de calidad sobre el estado de los sistemas y sus capacidades momento a momento de proveer servicios.
- Dado lo anterior, durante el año 2022 CAISO inicio un proceso de [revisión del modelo](#) con dos objetivos.
 - Por una parte, se busca incrementar las posibilidades de remuneración de los sistemas.
 - Por otro lado, busca mejorar el cómo se contabiliza la capacidad real de los sistemas de almacenamiento para prestar los servicios tanto en el ámbito de la energía como de servicios complementarios, mejorando de esta manera la asignación de recursos disponibles.

El objetivo es incrementar la incorporación de sistemas de almacenamiento a la red vía incentivos, por el lado de posibilidades de remuneración, así como mejorar la capacidad de apoyar el sistema con provisión, o consumo, de energía y servicios cuando este lo requiere, determinando el estado de carga y consiguiente posibilidad real de estos de proveer los servicios ofertados.

Para esta revisión se condujo un amplio proceso de intercambio de información, algo usual en las actividades de revisión de leyes y regulaciones del sistema eléctrico en California, con distintos “stakeholders” (organismos del estado, operadores, inversores, academia, consultores, asociaciones de protección del medioambiente, entre otras).

Las modificaciones entrarán en vigor, según ha informado CAISO, para enfrentar el verano del año 2023, esperándose el modelo mejorado en desarrollo permitirá un rápido y fluido paso entre procesos de carga y descarga desde la red.

Entre las modificaciones propuestas están:

1. Incorporar contabilización del impacto de despachos de servicios de regulación en el estado de carga del sistema de almacenamiento tanto en el mercado de day ahead como de tiempo real. Esto para poder anticipar la ganancia o pérdida de energía con respecto al estado inicial de un sistema de almacenamiento que provee servicios complementarios.
 2. Exigir a los operadores de sistemas de almacenamiento entregar ofertas separadas por servicios complementarios de regulación de toma como de entrega de carga (frecuencia al alza o a la baja respectivamente). Esto como una forma de asegurar tienen la capacidad de entregar el servicio.
 3. Introducir una compensación económica para el caso de despacho excepcional que evite la situación actual en que un recurso al ser despachado con un requerimiento bajo, que apenas lo mueve de su estado actual de carga, tiene una compensación muy baja por este servicio. Lo que se plantea es que el pago sea el valor más alto entre un precio por defecto definido por el operador, su oferta actual vigente o el precio de mercado en ese momento.
- En paralelo CAISO se encuentra trabajando en el desarrollo de un modelo más sofisticado denominado ESR, de Energy Storage Resource (Recurso de Almacenamiento de Energía). Este modelo reflejará en línea el estado dinámico de carga del recurso, es decir el estado de carga actual y a que tasa se está cargando o descargando en cada momento.
 - Los procesos anteriores serían implementados también a nivel WEIM, con la expresa salvedad de que un recurso debe primero participar del mercado local de su sistema y sólo ofrecer excedentes disponibles para su exportación a otra red miembro del WEIM.
 - CAISO también ha iniciado el 2022 la discusión con operadores y desarrolladores para la utilización de almacenamiento local con el objetivo de reemplazar unidades generadoras a gas que dan soporte local ante restricciones de transmisión. Aquí uno de los aspectos centrales en discusión es disponer de capacidad de transmisión para cargar el almacenamiento con energía de bajo costo, desde fuentes sin emisiones, de bajo costo.

WG SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

La información contenida o adjunta a este documento es privada y confidencial. La copia, reproducción o distribución de parte o todo este documento está expresamente prohibida sin la aprobación de CIGRE Chile.



cigre

Chile

www.cigre.cl