Incorporación de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos

Experiencias internacionales en modelos normativos

Editores:
Edwin Malagón
Juan Carlos Cárdenas

Autores:
Carlos Migues
Juan Inostroza
Antonio Rendas

BID

Copyright © 2023 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode) y puede ser reproducida para cualquier uso no comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Tabla de contenidos

Agradecimientos

Prefacio

Acrónimos

1. Introducción 11

2. Modelos Normativos para almacenamiento: enfoques y elementos críticos 13

3. Modelos de Negocio: marco retributivo del almacenamiento 35

4. Avances en la normativa para la incorporación del almacenamiento de energía en América Latina y el Caribe 45

5. Conclusiones: lecciones aprendidas 59

6. Bibliografía 63

Agradecimientos

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo que tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores. El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). El líder del equipo de trabajo es Edwin Malagón, y los miembros del equipo son Cecilia Correa, Eric Daza y Juan Carlos Cárdenas. Los principales autores del informe son los integrantes del equipo consultor Carlos Migues (MRC), Juan Inostroza (PSR) y Antonio Rendas (SIGLASUL). Los editores son Edwin Malagón, y Juan Carlos Cárdenas. El equipo valora los comentarios y revisión de Lenin Balza y Gabriela Montes de Oca del Banco Interamericano de Desarrollo.

El equipo agradece el apoyo financiero de los Fondos de Inversión en el Clima (Climate Investment Funds - CIF) a través de la Cooperación Técnica regional “Fomentando Mercados de Almacenamiento de Energía en ALC para un Acoplamiento Multisectorial Resiliente y de Bajo Carbono” (ATN/TC-18774-RG – RG-T3801), y el apoyo técnico de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, en cabeza de su secretario ejecutivo, Luis Jesús Sánchez de Tembleque.

Prefacio

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) son claves para la descarbonización de los sistemas energéticos, ya que son una herramienta muy versátil para proveerles de flexibilidad. Una mayor participación de las energías renovables intermitentes, como la solar y la eólica, exigen mayor flexibilidad en los sistemas eléctricos para mantener el balance continuo entre la generación y la demanda. En este sentido, el almacenamiento de energía juega un papel muy importante, gracias a que pueden actuar como una carga o como una fuente de electricidad de manera alterna, y así compensar las variaciones de generación y de demanda. Además, los SAE pueden aliviar problemas de congestión en las redes de transmisión de energía y posponer inversiones no sólo en éstas sino también en las redes de distribución, entre otros.

En América Latina y el Caribe (ALC), el almacenamiento juega un papel fundamental para impulsar la transición hacia fuentes de energía más limpias, mejorar la resiliencia de la red eléctrica y proporcionar acceso a la energía en áreas remotas. Además, contribuye al desarrollo económico y a la seguridad energética de la región, al tiempo que cumple con los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En ALC ya se han desarrollado algunos proyectos de SAE que no han requerido de mayores ajustes regulatorios, como el caso de algunas aplicaciones en lo que se conoce como detrás del medidor, en Colombia, Chile, República Dominicana y Perú. Sin embargo, en el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), reconocemos que el aprovechamiento de todas las aplicaciones de los SAE requiere de marcos regulatorios que se ajusten a las realidades de los mercados eléctricos de cada país.

El BID, en su búsqueda por apoyar el desarrollo de marcos regulatorios para el almacenamiento de energía, contrató una consultoría con el fin de realizar recomendaciones sobre cómo actualizar los marcos regulatorios y los diseños de mercado, incluyendo una definición adecuada del SAE y una clasificación de activos (generación, transmisión o independiente)

para crear un entorno propicio que pueda fomentar las inversiones en esta área. Estas recomendaciones surgieron después de analizar las barreras regulatorias y de mercado que impiden la adopción de los SAE, y de la evaluación de las experiencias de marcos regulatorios en otras regiones, como Europa, Estados Unidos y Australia. La consultoría estuvo a cargo del consorcio MRC Consultants, PSR Energy Consulting and Analytics y Siglasul Consultoria.

Los resultados de esta consultoría se resumen en este material de aprendizaje titulado “Marcos Regulatorios para la Incorporación de Almacenamiento de Energía en los Sistemas Eléctricos: Experiencias Internacionales en Modelos Normativos”, que presenta un análisis de la regulación en SAE en algunos mercados de Europa, Estados Unidos y Australia, así como las primeras experiencias regulatorias de esta actividad en ALC.

Acrónimos

ALC	América Latina y el Caribe
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BTM	*Behind the Meter* (Detrás del Medidor)
CAISO	*California Independent System Operator* (Operador Independientes del Sistema de California)
CE	Comisión Europea
CDEC-SING	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande
ERCOT	*Electric Reliability Council of Texas* (Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas)
EEUU	Estados Unidos
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GW	Gigavatio
ISO	Operadores Independientes del Sistema (*Independent Sytem Operators*)
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
SAE	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SAEB	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías
SDL	Sistema de Distribución Local
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
UE	Unión Europea
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

1 Introducción

El almacenamiento de energía, a pesar de jugar un rol fundamental en la descarbonización del sector energético y la consecuente reducción de las emisiones de GEI, se enfrenta a múltiples barreras regulatorias en los mercados eléctricos que dificultan su desarrollo: (i) la falta de una definición clara en los marcos regulatorios limita la posibilidad de ofrecer y compensar adecuadamente los múltiples servicios que ofrecen los SAE. Por ejemplo, cuando las instalaciones de SAE se clasifican específicamente como activos de generación, se impide la compensación de otros servicios que los SAE pueden proporcionar, como el control de frecuencia; (ii) los esquemas de precios y tarifas inadecuados dificultan la compensación de los SAE; y (iii) la falta de mercados para servicios auxiliares, arranque en negro o inercia también limita la remuneración y modelos de negocio que pueden desarrollar los inversionistas en los SAE.

Este documento presenta una síntesis de experiencias internacionales en regulación de los SAE en mercados con alta penetración del almacenamiento, con el objetivo de identificar los elementos regulatorios clave que puedan favorecer su rápida adopción en los países de ALC. Los mercados eléctricos considerados fueron: el Reino Unido, España, Francia, Italia y Alemania en Europa; California y Texas en Estados Unidos y Australia.

El documento se encuentra dividido en cinco capítulos incluyendo esta introducción. El segundo capítulo analiza el enfoque y elementos críticos de los modelos normativos de los SAE a través de una revisión de los mercados seleccionados. El análisis identifica: (i) las principales cuestiones regulatorias del mercado eléctrico que afectan el desarrollo de los SAE; (ii) los elementos regulatorios específicos del almacenamiento de energía; (iii) las consideraciones regulatorias para abrir el mercado eléctrico a los SAE y (iv) los aspectos regulatorios que dan viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento.

El tercer capítulo analiza los elementos clave de los marcos retributivos de los SAE que se han desarrollado en los mercados de estudio e identifica barreras regulatorias que pueden presentarse. Igualmente, presenta una comparación de los marcos retributivos del almacenamiento en estos mercados.

El cuarto capítulo introduce los casos significativos de normatividad para SAE con un análisis detallado de los casos chileno y colombiano, además de los avances en Brasil. La sección se complementa con una tabla que resume los avances normativos en Brasil, Chile, Colombia, República Dominicana y México, así como las fuentes de información de estas experiencias.

Finalmente, la quinta sección ofrece conclusiones sobre las lecciones aprendidas de los casos de estudio considerando las principales barreras y desafíos regulatorios para el desarrollo de SAE, así como las mejores prácticas para superarlas que pueden ser aplicadas en ALC.

2

Modelos normativos para almacenamiento: enfoques y elementos críticos

Los mercados eléctricos y su regulación se desarrollaron históricamente con una visión de sistemas centralizados y gestionables. Dada esta estructura, la incorporación de SAE en el sistema eléctrico presenta varios desafíos importantes para permitir que se pueda participar en estos mercados y así obtener una remuneración adecuada. Por ello, para permitir el desarrollo e instalación de tecnologías de almacenamiento, es necesario establecer un marco regulatorio que reconozca y remunere adecuadamente los servicios que proporcionan estos sistemas. Un entorno regulatorio adecuado desempeña un papel fundamental en la atracción de inversiones de almacenamiento y la gestión de demanda asociada.

Las mejores prácticas muestran que el desarrollo del marco regulatorio para el almacenamiento debe basarse en principios de neutralidad tecnológica y la diversificación de modelos de negocio, y ser diseñado bajo los criterios generales de simplicidad y eficiencia económica. Adicionalmente, debe considerar los objetivos y metas de penetración de fuentes de energía renovable y descarbonización de los sistemas eléctricos, así como la mejora de la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

En esta sección se presenta el análisis de los principios generales que debe considerar cualquier marco regulatorio de almacenamiento para después analizar experiencias internacionales de su aplicación.

Los países analizados como mejores prácticas incluyen: Europa (Reino Unido, España, Francia, Italia y Alemania), Estados Unidos (California Independent System Operator - CAISO y Electric Reliability Council of Texas - ERCOT) y Australia. La selección de mejores prácticas se realizó atendiendo a dos criterios: i) nivel de madurez del mercado de almacenamiento (experiencia en proyectos y aplicaciones de almacenamiento operativos) y ii) nivel de desarrollo regulatorio.

2.1 Elementos clave de un marco regulatorio que habilite la incorporación del almacenamiento de energía

Los SAE, como cualquier activo del sistema eléctrico, está sujeto a una serie de normas de diferente nivel que incluyen desde la ley marco del sector hasta procedimientos de operación y los códigos de red. El diseño del marco regulatorio para la incorporación del almacenamiento de energía difiere entre países y mercados (como veremos en la sección 4 de experiencias internacionales); sin embargo, hay unos elementos mínimos que cualquier marco debe considerar.

En esta sección se exponen los elementos clave de un marco regulatorio de almacenamiento sin profunidizar sobre el rango normativo que debe tener cada uno de ellos ya que esto se presentará en el capítulo de experiencias internacionales). El marco regulatorio que afecta al almacenamiento puede resumirse en los siguientes niveles:

1. **Regulación general del sistema eléctrico.** Como cualquier agente del sector, el desarrollo y operación del almacenamiento estarán condicionados por el esquema y diseño de mercado, reglamento de separación de actividades de la cadena (*unbundling*) entre generación, transmisión, distribución y comercialización, acceso a la red, participación en mercado, formación de precios mayoristas y señales de precios minoristas, entre otros.

2. **Marco regulatorio general del almacenamiento.** Encaje normativo del almacenamiento dentro del marco regulatorio del sector:

    a. **Definición, titularidad y operación:** se relaciona con el esquema de *"unbundling"* del sector.

    b. **Configuraciones de almacenamiento:** tratamiento del almacenamiento a gran escala (delante de medidor) conectado a red de transporte y distribución versus almacenamiento detrás del medidor (BTM por su acrónimo en inglés *Behind - the - Meter*).

    c. **Seguridad jurídica.** Obligaciones y derechos dentro del sector de un activo de almacenamiento.

    d. **Apertura de mercados y no discriminación.** Tratamiento no discriminatorio del almacenamiento frente a otros agentes del sector incluyendo generadores y demanda.

4. **Elementos regulatorios específicos del almacenamiento:**

   a. **Desarrollo de proyectos.** Leyes y normativas que afectan al desarrollo de proyectos desde su planificación hasta la puesta en marcha.

      i. Tratamiento del almacenamiento a efectos de acceso y conexión a la red de transporte, distribución y BTM. Permisos y asignación de capacidad de red. Requerimientos técnicos de conexión y pruebas.

      ii. Tramitación y autorización administrativa. Trámites ante la administración para obtener todos los permisos para la construcción y operación de la instalación.

      iii. Evaluación y criterios medioambientales. Incluye las fases de tramitación que cada jurisdicción impone relacionado con procedimientos y requerimientos de evaluación del impacto ambiental.

   b. **Participación en mercado.** Regulación que condiciona la participación en los diferentes mercados del almacenamiento:

      i. Apertura de mercados.

      ii. Requerimientos y formas de participación en mercados.

      iii. Tratamiento de las instalaciones hibridas de generación con almacenamiento a efectos de participación en mercados: carga de red vs carga de planta.

   c. **Viabilidad económica – marco retributivo.** Esquema de ingresos bajo el que puede operar un almacenamiento:

      i. Mercados disponibles y compatibilidad de ingresos (*"Revenue Stacking"*): arbitraje de energía, pago por capacidad, control de frecuencia y reservas entre otros.

      ii. Incentivos y ayudas disponibles: líneas de ingreso específicas para almacenamiento como subastas o apoyo financiero (subvenciones).

La siguiente figura ilustra y resume los puntos explicados anteriormente.

Figura 1 – Elementos clave del marco regulatorio del almacenamiento

Fuente: MRC, Estudio de Consultoría "Development of Energy Storage Regulatory Frameworks" RG-T3801-P001

Regulación general del sistema eléctrico

Como cualquier agente del sector, el desarrollo y operación del almacenamiento estarán principalmente condicionados por el esquema y diseño de mercado, reglamento "unbundling", acceso a la red, participación en mercado, formación de precios mayoristas y señales de precios minoristas.

Marco regulatorio general del almacenamiento. Encaje normativo del almacenamiento dentro del marco regulatorio del sector:

a. Definición, titularidad y operación: relacionado con el esquema de separación de actividades del sector (*"unbundling"*) del sector.

b. Configuraciones de almacenamiento: tratamiento del almacenamiento a gran escala (generación y transporte) y pequeña escala; delante de contador y almacenamiento detrás del contador (BTM).

Posibilidad de operar almacenamiento como activo regulado integrado en la red

c. Seguridad jurídica. Obligaciones y derechos dentro del sector de un activo de almacenamiento.

d. Apertura de mercados y no discriminación. Tratamiento no discriminatorio del almacenamiento frente a otros agentes del sector ya sean generadores o demanda.

e. Asignación e iniciativa de proyectos: planificación / asignación mediante subastas y desarrollo liberalizado.

Desarrollo de proyectos ALM. Leyes y normativas que afectan al desarrollo de proyectos desde de su planificación hasta la puesta en marcha.

- **Acceso y conexión** a la red de transporte, distribución y BTM. Permisos y asignación de capacidad de red. Requerimientos técnicos de conexión y test.
- **Tramitación y autorización** administrativa: permisos para la construcción y operación de la instalación
- **Procedimientos y evaluación medioambiental.**

Participación de mercado. Regulación que condiciona la participación en los diferentes mercados del almacenamiento:

- **Apertura de mercados.**
- **Requerimientos** y formas de participación en mercados.
- Tratamiento de las instalaciones hibridas de generación con almacenamiento a efectos de participación en mercados: **carga de red vs carga de planta.**
- Esquema de participación BTM o minorista (combinado con autoconsumo).

Viabilidad económica – marco retributivo. Esquema de ingresos bajo el que puede operar el almacenamiento:

- Mercados disponibles y compatibilidad de ingresos (*"Revenue Stacking"*): arbitraje de energía, mecanismo de capacidad, control de frecuencia, reservas, etc.
- Esquema tarifario minorista: ALM BTM (independiente o + autoconsumo)
- Incentivos y ayudas disponibles. Líneas de ingreso específicas para almacenamiento

La seguridad jurídica es fundamental para permitir el desarrollo del almacenamiento en cualquier sistema. Por ello, cualquier marco regulatorio debe ser capaz de responder al menos a las cuestiones presentadas en la Tabla No.1 que se refieren a la definición, titularidad y operación del almacenamiento de energía. Además presenta cómo las prácticas regulatorias analizadas en Europa, Estados Unidos y Australia responden a estas cuestiones regulatorias.

Tabla No. 1 – Principales cuestiones regulatorias que afectan al almacenamiento

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Definición, Titularidad y Operación del almacenamiento	Definición del almacenamiento y encaje regulatorio	La mayor parte de experiencias regulatorias analizadas incluyen dentro su marco normativo una definición del almacenamiento como agente del sector eléctrico. La definición del almacenamiento se suele centrar en su capacidad dual para generar y consumir energía, y su potencial para diferir en el tiempo el consumo y la posterior inyección a la red. • Definición Directivas Europeas: el almacenamiento difiere en cuanto al uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada. • California – CAISO: se definen dentro de la categoría de Recurso No Generador (No Generation Resource) que son aquellos recursos que operan como Generación o Demanda.
	Tratamiento del almacenamiento como generador y/o demanda	La definición general del almacenamiento en general recoge su carácter dual como generador y demanda definiéndolo como un agente particular del sector. Los elementos normativos de rango inferior (como códigos de red y normas de mercado) sí consideran de manera diferente la actividad de generación y de consumo de cara a definir los requerimientos técnicos, legales y comerciales de conexión a la red y participación en el mercado.
	Definición y tecnologías de almacenamiento	La mejor práctica regulatoria internacional del almacenamiento se basa en la neutralidad tecnológica, es decir, todas las tecnologías de almacenamiento reciben una misma consideración regulatoria. De la misma manera, el almacenamiento debe ser considerado de forma no discriminatoria frente a las tecnologías de generación y el consumo en aquellos mercados / servicios en los que participe. El enfoque regulatorio se debe centrar en satisfacer las necesidades del sistema, definiendo los requerimientos técnicos necesarios para la participación en los mercados eléctricos y la prestación de servicios complementarios. Una vez definidas las necesidades o requerimientos, la regulación no debe discriminar entre tecnologías y la decisión entre una opción y otra debe atenderse a criterios técnico-económicos.
	Consistencia entre la legislación / definición general y las normas, códigos de red, y otros	La definición del almacenamiento se suele incluir en la ley marco del sector de la que dependen las normativas y códigos sectoriales. La definición y consideración general del almacenamiento debe ser lo suficientemente preciso como para asegurar la seguridad jurídica y al mismo tiempo dejar margen regulatorio para que los aspectos normativos y operativos se legislen con rango inferior. En las mejores prácticas regulatorias, la ley marco define el almacenamiento en términos generales sin entrar en detalles operativos.

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Definición, Titularidad y Operación del almacenamiento	¿Quiénes están autorizados a poseer y operar activos de almacenamiento?	En los sistemas estudiados el almacenamiento se considera como un activo / actividad liberalizada abierta a la operación y participación de los agentes del mercado liberalizado. La propiedad y operación se regulan en términos generales con el mismo enfoque que un activo de generación.
	¿Pueden los operadores del sistema / red poseer y operar activos de almacenamiento?	Los sistemas estudiados, son mercados liberalizados en los que el operador del sistema no puede poseer ni operar activos de generación ni consumo (ni almacenamiento). En términos generales, los activos de almacenamiento no pueden ser operados por los gestores del sistema / red debido a los problemas de competencia asociados al ser activos que participan en los mercados.
	¿Bajo qué supuestos? ¿Implicaciones para la competencia?	Se permiten excepciones a esta limitación en caso de que el almacenamiento sea utilizado exclusivamente para resolver problemas / congestiones de red (activo plenamente integrado en la red). Si el almacenamiento no tiene impacto en los despachos / programas de cada agente de mercado, puede ser operado por el gestor/es del sistema y recibir una remuneración regulada por esta actividad.

Elementos regulatorios específicos del almacenamiento:

Una vez definido regulatoriamente el almacenamiento de energía, es necesario establecer los elementos regulatorios específicos requeridos para viabilizar los proyectos. Se deben eliminar barreas normativas y dar señales de estabilidad regulatoria de largo plazo apropiadas a las empresas, inversionistas e instituciones financieras para que puedan evaluar de forma precisa el riesgo involucrado en los proyectos de almacenamiento.

La revisión realizada de las prácticas regulatorias internacionales permite dividir los elementos regulatorios específicos del almacenamiento de energía en tres grupos:

- Elementos regulatorios para el desarrollo de proyectos de almacenamiento;
- Elementos regulatorios para la apertura del mercado al almacenamiento;
- Elementos regulatorios para la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento.

Las Tablas No. 2 a 5 a continuación presentan los elementos regulatorios específicos identificados para la promoción del almacenamiento de acuerdo con las tres áreas ya identificadas. Las tablas presentan el tema/alcance regulatorio, la cuestión/pregunta regulatoria a la cual se enfrentan los reguladores y las repuestas que las mejores prácticas internacionales dan a estas cuestiones.

Elementosregulatoriosparaeldesarrollodeproyectosdealmacenamiento: Se refiere a leyes y normativas que afectan el desarrollo de proyectos desde su planificación hasta la puesta en marcha. Se describen en la Tabla No. 2 y se agrupan en:

- **Tratamiento del almacenamiento a efectos de acceso y conexión a la red de transporte, distribución y BTM**. Permisos y asignación de capacidad de red. Requerimientos técnicos de conexión y prueba.

- **Tramitación y autorización administrativa**. Tramites frente a la administración para lograr todos los permisos para la construcción y operación de la instalación.

- **Evaluación y criterios medioambientales**. Fases de tramitación que cada jurisdicción impone en cuanto a diferentes procedimientos y requerimientos de evaluación del impacto ambiental.

Tabla No. 2 Elementos regulatorios para el desarrollo de proyectos de almacenamiento

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Tramitación y autorización de proyectos	¿Qué tratamiento se les da a los proyectos de almacenamiento para tramitarse y ser autorizado?	En la mayor parte de experiencias regulatorias analizadas, el almacenamiento de electricidad recibiría el mismo trato que otras formas de generación. La conexión de proyectos de almacenamiento se realiza siguiendo los mismos pasos y requerimientos que un proyecto de generación.
Evaluación y criterios medioambientales	Requerimientos de evaluación medio ambiental	En términos generales se aplica el mismo criterio de evaluación medioambiental que a los proyectos de generación. Existen ciertos procedimientos simplificados en función del tamaño del proyecto, grado de afectación y si está hibridado con activos de generación.
Acceso y conexión	¿Qué tratamiento se le da al almacenamiento para conectarse a la red?	Similar a la tramitación y autorización de los proyectos de almacenamiento, la conexión de éstos se realiza siguiendo los mismos pasos y requerimientos que un proyecto de generación.
	Acceso y conexión de almacenamiento hibridado	Existen ciertos procedimientos simplificados en función del tamaño del proyecto, grado de afectación y si está hibridado con activos de generación.
	Requerimientos técnicos: códigos de red	Los requerimientos técnicos de conexión (códigos de red) aplicables al almacenamiento tienen en cuenta su condición como generador y demanda. Los códigos de red no discriminan al almacenamiento frente a otros agentes.

Elementos regulatorios para la apertura del mercado al almacenamiento: incluye la regulación que condiciona la apertura y participación en los diferentes mercados a los servicios ofrecidos por el almacenamiento de energía. Se presentan en la Tabla No. 3 y se relacionan con:

- La apertura de mercados.
- El requerimiento y las formas de participación en mercados.
- El tratamiento de las instalaciones hibridas de generación con almacenamiento a efectos de participación en mercados: **carga de red vs carga de planta.**

Tabla No. 3 Elementos regulatorios para la apertura del mercado al almacenamiento

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Apertura de mercados (Peajes y cargos del sistema)	Que peajes y cargos del sistema aplican al almacenamiento	Esta es una de las cuestiones sobre las que existe una mayor divergencia entre enfoques regulatorios. El enfoque regulatorio del almacenamiento está relacionado con el enfoque general de cargos y peaje que incluye: costes por potencia / energía y asignación de peajes a consumo / generación.
	¿Aplicación de peajes a las recargas? ¿Aplicación de cargos a la descarga?	El enfoque más extendido es aplicar los peajes y cargos al consumo a las instalaciones de almacenamiento, pero existen importantes divergencias: en algunos países (España) el almacenamiento está exento de pagar cargos por la energía consumida que se reinyecta. En Francia se paga por el consumo por la inyección. En Alemania existen categorías tarifarias especiales para almacenamiento.
Participación en mercados	En que mercados puede operar el almacenamiento	El enfoque general de las mejores prácticas estudiadas indica que el almacenamiento debe poder participar en todos los mercados y servicios en los que esté técnicamente capacitado según el principio de no discriminación tecnológica. El almacenamiento debe poder participar en igualdad de condiciones a los activos de generación y demanda. Las mejores prácticas regulatorias orientan hacia una apertura total de mercados (energía, capacidad, servicios de control de frecuencia, etc.) para el almacenamiento que debe competir con los otros agentes de manera no discriminatoria. Los mercados en los que pueda participar dependerán del esquema de servicios / despacho / mercados vigentes en cada sistema / mercado.
	Requerimientos de participación en mercados	Se le aplican los mismos requerimientos de participación que a cualquier agente de mercado: generación o demanda. En caso de servicios complementarios al sistema, se le aplican los mismos criterios de habilitación que a cualquier otro prestador del servicio (generación).

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Integración con otras tecnologías – hibridación	Enfoque hacia la hibridación de almacenamiento con generación	En la mayor parte de experiencias regulatorias analizadas, existen incentivos para el desarrollo de proyectos que integren almacenamiento coubicado con activos de generación bajo ciertas condiciones como cercanía geográfica y un mismo punto de conexión.
	En qué condiciones se permite y actúa la hibridación: generación con almacenamiento	En general, el tratamiento de hibridación se le da a los activos de almacenamiento que comparten punto de conexión a la red con un o varios activos de generación. Dependiendo de la jurisdicción, se aplican algunos criterios de cercanía geográfica (10 km en España). El tratamiento de la hibridación (frente al almacenamiento independiente) varía de un sistema a otro en cuanto a la interconexión, tramitación y operación.
	Impacto en el acceso y conexión a la red: hibridación vs independiente (stand-alone)	En la mayor parte de experiencias regulatorias analizadas, se permite gestionar el procedimiento de acceso y conexión a la red de manera conjunta para la instalación híbrida que incluye almacenamiento. La generación y el almacenamiento comparten capacidad y punto de conexión. En caso de añadir almacenamiento a plantas existentes, es posible solicitar capacidad adicional (si hay disponibilidad) o utilizar la capacidad de acceso concedida actualizando el permiso de interconexión. Los requerimientos de interconexión (códigos de red) se aplican al conjunto de la instalación (generación + SAE) o a cada instalación por separado según las características físicas de la conexión.
	Impacto en la tramitación y autorización: hibridación vs independiente (stand-alone)	En proyectos nuevos se permite la tramitación combinada de generación con almacenamiento. Añadir capacidad de almacenamiento a un proyecto de generación requiere una autorización independiente pero el proceso de evaluación ambiental suele ser más sencillo que para la generación debido a la menor afección ambiental en términos relativos.
	Impacto en la operación: hibridación vs independiente (stand-alone)	La principal cuestión regulatoria de la hibridación es si se permite o no al almacenamiento cargar de la red o solo puede cargarse con la producción de la planta híbrida. Las experiencias internacionales son diversas pero los esquemas regulatorios más avanzados permiten la carga de red siempre que sea técnica y comercialmente viable: medidores y esquema retributivo adecuado. Por ejemplo, una planta de generación con tarifa regulada debe ser capaz de discriminar la producción del recurso renovable de la producción del almacenamiento.

Elementos regulatorios para la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento: incluye la regulación que establece el esquema de ingresos bajo el que puede operar el almacenamiento, y que buscan viabilizar económicamente los proyectos. Estos se presentan en la tabla No. 4 y se pueden agrupar en tres categorías:

- Mercados disponibles y compatibilidad de ingresos (*"Revenue Stacking"*): arbitraje de energía, pago por capacidad, , control de frecuencia y reservas, entre otros.

- Los esquemas de participación BTM o minorista (combinada con autoconsumo).

- Incentivos y ayudas disponibles. líneas de ingreso específicas para almacenamiento como subastas o apoyo financiero (subvenciones).

Tabla No. 4 Elementos regulatorios para la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento

Fuente: MRC

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Remuneración de servicios / capacidades	Servicios / mercados al sistema existentes. Servicios / mercados al sistema existentes. Complementariedad de ingresos: "Revenue Stacking"	Dependen de cada sistema. En todos los sistemas analizados el almacenamiento puede participar al menos en arbitraje en el mercado mayorista y servicios de balance / control de frecuencia. El análisis de experiencias internacionales identifica las siguientes líneas de ingreso como piezas fundamentales para permitir que el almacenamiento pueda cubrir sus costes de inversión y operación: • Arbitraje de energía. • Mecanismo de capacidad. El pago por capacidad es un ingreso clave para dar certidumbre a largo plazo para el promotor y remunerar la contribución de almacenamiento a la seguridad de suministro. En varias experiencias analizadas (California, Italia, Reino Unido y Francia), la asignación de un pago de capacidad garantizada a largo plazo facilita el despliegue del almacenamiento. • Servicios de balance – control de frecuencia. La modularidad y rápida respuesta (a subir y bajar) de las baterías juegan un papel competitivo para prestar servicios de control de frecuencia a los operadores del sistema. Junto con el arbitraje, ésta es la principal aplicación de las baterías que forman parte de modelos de negocio comerciales en el mundo.
Esquema tarifario mayorista	Precios liberalizados / regulados	En todos los sistemas analizados los precios mayoristas se fijan de manera liberalizada por instrumentos de mercado.
	Precios nodales	En este sentido existen divergencias entre las experiencias analizadas. En Europa, los sistemas trabajan con precios de nodo único mientras que en Estados Unidos utilizan precios nodales. Esto tiene importantes implicaciones en el diseño de cada sistema eléctrico y se debe analizar con una visión integral de conjunto del sector y todos sus agentes (generación, operación del sistema, consumo y almacenamiento). El potencial y las limitaciones de los precios nodales debe evaluarse dentro de la estrategia general de descarbonización de cada país / región. En sistemas con flexibilidad geográfica de recurso, los precios nodales proporcionan señales de precios adecuadas para optimizar el desarrollo de generación, red de transporte y almacenamiento. En otros sistemas en los que el recurso renovable esté concentrado geográficamente (hidro, eólica y solar), los precios zonales pueden llegar a desincentivar esta generación y puede resultar óptimo un sistema de precio único con planificación combinada generación y transporte. En términos generales, dada la flexibilidad operativa y de ubicación de la mayoría de las tecnologías de almacenamiento, estas se ven beneficiadas por diseños de mercado granulares tanto temporalmente como geográficamente (precios nodales).

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Apoyo público y planificación	Rol del almacenamiento dentro de la planificación energética	En todas las experiencias analizadas, el almacenamiento forma parte de la planificación energética de generación y transporte. El desarrollo de la generación en los países analizados se realiza de manera liberalizada, pero existen planes indicativos con objetivos de desarrollo renovable junto con capacidad de almacenamiento. En toda planificación energética se reconoce la importancia del almacenamiento para posibilitar una mayor penetración renovable cumpliendo con estándares de seguridad de suministro, fiabilidad y estabilidad del sistema. La planificación de las inversiones de transporte en EEUU se encuentra liberalizada, pero en Europa se deben seguir unas directrices harmonizadas. Los últimos planes de expansión de los gestores de transporte de las experiencias analizadas, incluyen el almacenamiento como un elemento clave del sistema que afecta a las decisiones de inversión en activos de transporte. Algunos gestores de red (Alemania) tienen experiencia utilizando almacenamiento como líneas virtuales de transporte remplazando o retrasando inversiones en líneas.
	Incentivos y apoyo financiero especifico (subvenciones)	En la mayoría de los sistemas analizados, existen ciertos mecanismos que contribuyen a garantizar la viabilidad comercial de las inversiones de almacenamiento. En Europa el sistema preferencial son las subastas de capacidad por las que se asigna un pago fijo durante cierta duración (5 – 15 años) para los activos de almacenamiento. En los últimos años, para acelerarla descarbonización, Europa ha aliviado la regulación de ayudas de estado para permitir subsidiar el desarrollo de almacenamiento. En Estados Unidos el enfoque preferencial de apoyo público se basa en exenciones fiscales.
Almacenamiento BTM – autoconsumo BTM	Esquema tarifario minorista	El potencial del almacenamiento BTM viene condicionado por los esquemas y metodologías de fijación de las tarifas minoristas (precio mayorista más peajes y accesos de red). En este sentido, existen importantes divergencias dentro de los esquemas tarifarios estudiados. Una conclusión importante es la relación positiva que existe entre discriminación horaria e incentivos para almacenamiento detrás del medidor. En cuanto a la asignación de costes entre energía y potencia, las experiencias internacionales son diversas. En ciertos sistemas hay experiencias de aplicaciones comerciales de almacenamiento BTM para reducir los cargos por potencia (*"peak shaving"*), mientras que también existen casos de uso de almacenamiento para arbitraje.
	Regulación de la generación para autoconsumo	En la mayoría de sistemas con elevada penetración de almacenamiento BTM (Alemania y Australia), esto se ha desarrollado de manera conjunta con la instalación de generación para autoconsumo. En lo que respecta al autoconsumo y el almacenamiento es importante que la regulación: • Proporcione incentivos para el desarrollo y la instalación de autoconsumo. Elimine barreras regulatorias y técnicas. • Diseñe esquemas de liquidación de excedentes adecuados para el sistema y que proporcionen incentivos para una optimización de energía BTM.

ALCANCE REGULATORIO	CUESTIÓN REGULATORIA	RESPUESTA SEGÚN MEJORES PRÁCTICAS ANALIZADAS
Almacenamiento BTM – autoconsumo BTM	Esquemas de liquidación de excedentes de autoconsumo	Los esquemas de medición neta (*"net metering"*) no suelen incentivar el almacenamiento de excedentes al liquidar toda le energía a la misma tarifa. Los esquemas de facturación neta (*"net billing"*) incentivan el aprovechamiento de la autoproducción limitando los excedentes.
Supervisión	Monitoreo de la actividad de almacenamiento.	En todas las experiencias analizadas, el monitoreo de la actividad de almacenamiento se realiza por parte de los mismos entes encargados de la supervisión del sector de la generación y del mercado mayorista, a saber, regulador, gestor del sistema / red (transporte o distribución) y/o ministerio.
	Información sobre capacidades de almacenamiento.	En todas las experiencias analizadas, existen registros de la capacidad de almacenamiento delante del medidor (a partir de cierto tamaño) gestionados por el operador del sistema y/ o el ministerio o administración competente.

2.2. Experiencias internacionales en marcos normativos para el almacenamiento

Habiendo definido los elementos clave del marco regulatorio y esquema institucional del almacenamiento, en esta sección vamos a ver en detalle ejemplos de su aplicación. Para ello, hemos seleccionado diferentes países y sistemas que aseguran un análisis plural de los diferentes enfoques y prácticas regulatorias. En la selección de experiencias internacionales, se ha tenido en cuenta dos criterios:

1. Experiencia en el desarrollo e integración de diversas tecnologías de almacenamiento. Países con una mayor capacidad instalada de almacenamiento.

2. Nivel de madurez del marco regulatorio para sistemas de almacenamiento. Marco regulatorio habilitante para el desarrollo de proyectos comercialmente viables de almacenamiento.

El siguiente mapa ilustra la selección de experiencias que van a ser analizadas en esta sección.

Figura 2 – Experiencias internacionales

Fuente: MRC

2.2.1 Países europeos

La Unión Europea (UE) es un caso paradigmático de integración política y regulatoria donde el sector energético es una de las dimensiones en las que más se ha avanzado para lograr una armonización de reglas mercado. La regulación del mercado interior de la electricidad[1] fija las reglas generales para el futuro desarrollo del sector en todos los países miembro. Por esta razón a nivel regulatorio cualquier análisis de países de la UE debe considerar dos ámbitos regulatorios:

Unión Europea. A nivel UE, la Comisión Europea (CE) y el Parlamento aprueban una serie de regulaciones y directivas que son de obligado cumplimiento para los estados miembro vía transposición en el marco legislativo nacional. La regulación a nivel UE fija las directrices y principios generales de regulación del sector.

Regulación nacional. Aunque la regulación europea debe ser transpuesta íntegramente, se deja margen de actuación regulatoria a los estados miembro en torno a temas como la tramitación de proyectos o los esquemas retributivos del almacenamiento.

En el análisis internacional de experiencias europeas en regulación de almacenamiento se consideran los dos enfoques, el europeo y el nacional, y se exponen en detalle el marco normativo de España, Italia, Francia, Alemania y el Reino Unido[2]. Ver Tabla No. 5.

[1] https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf

[2] Aunque desde 2021 el Reino Unido está fuera del mercado único de energía europeo, los elementos críticos del marco regulatorio del almacenamiento fueron definidos con anterioridad en consonancia con las directrices de la UE. Es por eso, que a nivel de regulación energética se incluye dentro del marco UE.

Tabla No.5 Resumen marco regulatorio almacenamiento en países europeos

	Reino Unido	España
Status almacenamiento	Líder en baterías instalada en Europa: >3 Gigavatio (GW)	Desde que las barreras regulatorias fueron levantadas (2020 – 2022) el sector del almacenamiento con baterías está viviendo un rápido desarrollo.
Definición de almacenamiento	Conversión de energía eléctrica en una forma de energía que puede almacenarse, el almacenamiento de esa energía y la posterior reconversión de esa energía nuevamente en energía eléctrica.	Definición Directivas Europeas: difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada.
Autorización y tramitación de proyectos	El almacenamiento de electricidad recibiría el mismo trato que otras formas de generación. Eximir almacenamiento de electricidad (excluyendo el bombeo hidroeléctrico) del régimen de proyectos de infraestructura de importancia nacional, lo que implica que los procesos de aprobación extendidos ya no son necesarios para proyectos de sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB superiores a 50MW.	La tramitación de proyectos de almacenamiento se realiza siguiendo los mismos pasos que la generación. Está pendiente de regulación un criterio de evaluación medioambiental armonizado.
Hibridación con renovables: co-ubicación	Trabajar en cómo se pueden integrar mejor las energías renovables e identificar las barreras para la ubicación conjunta del almacenamiento con generadores con contratos por diferencia.	Hibridación: añadir almacenamiento al mismo permiso de interconexión. Puede cargar y descargar de red.
Peajes, cargos y otras tasas	Eliminación del cobro doble por cargar / descargar electricidad, y la eliminación de los cargos al consumidor final.	Exento de pagar peajes y cargos por uso de red ya que estos repercuten al consumidor final.
Modelo de negocio Marco Retributivo - Apilamiento de ingresos – Revenue Stacking Nuevos servicios / ingresos	No hay subsidios a largo plazo ni contratos de ingresos fijos disponibles para el almacenamiento por lo que el desarrollo de almacenamiento se sustenta en ingresos de mercado Diferentes servicios de control de frecuencia. • Pago por capacidad. • Arbitraje de energía • Control de tensión. Marco de ingresos más variado de Europa.	El almacenamiento puede participar en los mercados de energía y de control de frecuencia. El marco retributivo del almacenamiento en España es de los más inmaduros de los grandes mercados europeos al no remunerar ni la capacidad ni la respuesta rápida como si hacen países como Reino Unido, Francia o Italia.
Enlaces	https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924 https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045766492	https://www.boe.es/eli/es/o/2021/12/22/ted1447 https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927

Alemania	Italia	Francia
>1 GW. Líder en baterías instaladas en Europa en el sector BTM	600 Megavatios (MW)/ 1200 Megavatios hora (MWh principalmente BTM.	900 MW de proyectos de almacenamiento en baterías anunciados para 2023.
Definición Directivas Europeas: difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada.	Diseñado para operar en la red eléctrica con el fin de inyectar o retirar energía.	Según Directivas Europeas.
Definido por la regulación ambiental federal. Recientemente, en diciembre de 2022, el Parlamento Europeo aprobó un paquete legislativo que simplifica la tramitación y evaluación ambiental.	La ausencia de plazos y procedimientos claros a seguir para la obtención de permisos y la falta de una regulación ambiental específica es un obstáculo.	Las reglas de permisos estándar para las plantas de generación de energía se aplican a las plantas de almacenamiento.
Se construyen cada vez más en el mismo lugar que las plantas eléctricas basadas en energías renovables ya que esta combinación genera una ventaja en términos de la prima de mercado para las instalaciones reguladas.	Pueden estar conectados a una planta de producción de energía eléctrica, incluidas las plantas de fuentes de energía renovable.	La mayor parte de desarrollos de almacenamiento a gran escala son independientes (sin instalación de generación asociada).
Regímenes tarifarios especiales para las instalaciones de almacenamiento de energía.	Exentas de la aplicación de las tarifas de red.	Deben pagar cargos por inyección y retiro de distribución.
Participar en servicios de balance y control de frecuencia y proporcionar respuesta primaria "Subastas de innovación", Utilización de baterías como líneas virtuales de transporte.	Participar en los mercados de energía y servicios de balance de control de frecuencia. En 2021 y 2022 se lanzaron subastas para asignar la prestación de dos nuevos servicios: • Respuesta rápida de frecuencia. • Mecanismo de capacidad.	Ingresos contratados a largo plazo del mercado de capacidad: Francia. Reserva de control de frecuencia, también conocida como reserva de control primario.
https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Home/home_node.html	https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/sg https://climate-laws.org/documents/decree-law-172022-on-energy-support-1832?id=decree-law-17-2022-on-energy-support_3752	https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924 https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045766492

2.2.2 Estados Unidos (EEUU)

Una de las particularidades del sistema de EEUU es su nivel de descentralización operativa y normativa que se organiza en diferentes Gestores Independientes del Sistema (ISOs). El mercado de ISO presenta particularidades que afectan al desarrollo de baterías y es por ello por lo que vamos a centrar el análisis en los dos sistemas que, a noviembre de 2022, cuentan con una mayor potencia instalada de baterías: California (CAISO - California Independent System Operator) y Texas (ERCOT - Electric Reliability Council of Texas).

CAISO introdujo el modelo de recursos no generadores en 2012 para permitir la participación en el mercado mayorista de recursos de almacenamiento de energía. A mayo de 2023, CAISO tenía algo más de 3.500 MW[3] de capacidad de almacenamiento disponibles para su despacho en el mercado CAISO. CAISO observa que estos recursos se cargan principalmente durante los períodos del día con los precios más bajos (cuando la energía solar es abundante) y se descargan durante los períodos del día con los precios más altos. En la actualidad, CAISO depende de los recursos de almacenamiento para la operación crítica de un área de capacidad local. ERCOT se distingue de otros ISO en los Estados Unidos por su mercado de electricidad mayorista solo de energía. Aunque no existe un mecanismo de capacidad, ERCOT está sujeta a requisitos similares para mantener márgenes de reserva adecuados para respaldar la fiabilidad de la red. ERCOT tiene más capacidad solar y eólica que CAISO lo que presenta la necesidad de administrar una generación renovable no gestionable. Desde 2019, ERCOT ha iniciado un activo proceso de actualización de todas sus normas y regulaciones para facilitar la participación del almacenamiento. En términos de almacenamiento de energía, su capacidad alcanza los 2.200 MW a mayo de 2023[4].

Los elementos del marco normativo para el almacenamiento en CAISO y ERCOT se presentan en la tabla No. 6.

[3] California ISO. Special Report on Battery Storage. July 7, 2023.
[4] Battery stampede spurs sunny storage economics in ERCOT. S&P Global Market Intelligence

2.2.3 Australia

La regulación para el desarrollo del almacenamiento energético en Australia es esencial para garantizar un suministro confiable y sostenible de energía a través del país. Los elementos clave de esta regulación incluyen la creación de un marco regulatorio estable y predecible, la implementación de medidas para fomentar la integración de la energía renovable en el sistema eléctrico, y los marcos retributivos del almacenamiento sobre otras tecnologías. Además, la regulación incluye medidas para asegurar la competencia justa en el mercado de almacenamiento energético, por medio de la definición competencial del almacenamiento. Los elementos del marco normativo para el almacenamiento en Australia se presentan en la tabla No. 6.

Tabla 6 – Resumen de marco regulatorio de almacenamiento en EEUU y Australia

	EEUU – California (CAISO)	EEUU – Texas (ERCOT)	Australia
Status almacenamiento	>3.5 GW en operación (líder en EEUU)	>1 GW en operación. Líder en EEUU sumando proyectos en tramitación	>1.6 GW en operación. >50% BTM
Definición de almacenamiento	Recursos que operan como Generación o Demanda. Se pueden despachar a cualquier nivel operativo dentro de su rango de capacidad total, pero también están limitados por un límite de MWh para (1) generar energía, (2) reducir el consumo de energía en el caso de respuesta a la demanda o (3) consumir energía.	Proporcionar energía despachable y/o Servicio(s) Auxiliar(es) al Sistema ERCOT. También requiere que los recursos de almacenamiento de energía se registren como recursos de generación y recursos de carga controlable.	El almacenamiento energético está definido dentro de las reglas nacionales de electricidad. La definición de almacenamiento abarca distintas tecnologías de almacenamiento eléctrico como bombeo hidráulico, baterías o volantes de inercia.
Autorización y tramitación de proyectos	La interconexión debe solicitarse al gestor de la red (CAISO) o el gestor de la red de distribución. La autorización del proyecto está sujeta a la evaluación ambiental llevada a cabo por el Gobierno Estatal.	Solicitud y evaluación de interconexión frente a ERCOT: requerimientos técnicos. Evaluación medioambiental del proyecto.	Los sistemas de generación deben de registrarse con Australian Energy Market Operator. Los sistemas serán clasificados por sus características. Aquellos generadores híbridos cuya potencia instalada sea menor a 30 MW y cuyo sistema de almacenamiento en baterías no supere los 5 MW están exentos de realizar el registro de generador.

	EEUU – California (CAISO)	EEUU – Texas (ERCOT)	Australia
Hibridación con renovables: co-ubicación	Casi todos los nuevos proyectos solares en California que incluyen almacenamiento, alrededor de 6 GW de nueva capacidad de almacenamiento independiente y 15 GW de energía renovable junto con el almacenamiento han firmado un acuerdo de interconexión con CAISO.	Mas del 50% de la capacidad instalada de almacenamiento es hibridada. Nuevos desarrollos enfocados en stand-alone para resolver y aprovechar congestiones.	Instalaciones de gran escala de distintas tecnologías que comparten un único punto de conexión a la red, que permiten registrar al participante como consumidor y exportador de cantidades sustanciales de electricidad hacia o desde la red. No considera a agregadores de pequeños clientes.
Peajes, cargos y otras tasas	El consumo de energía por almacenamiento está sujeto a los mismos peajes de redes que cualquier otro consumo siempre y cuando el consumo no venga activado por ofertas de servicios complementarios.	El almacenamiento debe pagar peajes y cargos al consumir de la red.	El servicio prescrito tiene un precio regulado y un servicio estándar que son cargos por uso del sistema de transmisión. Un servicio negociado con el proveedor del servicio de transmisión, si bien son cargos por uso del sistema, no son los servicios prescritos de transmisión.
Modelo de negocio Marco Retributivo - Apilamiento de ingresos – Revenue Stacking Nuevos servicios / ingresos	Participar plenamente en el Mercado de Servicios Complementarios. Obtener pagos por capacidad y energía por los servicios de AS, incluidas las reservas rodantes, las reservas no giratorias y la regulación. CAISO creó una función única, Regulación de Gestión de Energía para ALM.	Ingresos por arbitraje de energía en precios nodales. Servicios de control de frecuencia. No hay remuneración de capacidad. ERCOT revisa las necesidades de la red para definir nuevos servicios y mercados en los que el almacenamiento puede participar.	Arbitraje de energía: Adecuación del recurso: añade capacidad a la red para poder cumplir con los requerimientos de la generación durante los picos de demanda. Regulación de la frecuencia.

3

Modelos de negocio: marco retributivo del almacenamiento

El almacenamiento energético es un pilar fundamental de la transición energética al ser imprescindible para una integración eficiente de energía renovable y aumentar su aprovechamiento en el proceso de descarbonización. El almacenamiento tiene potencial para prestar una amplia variedad de servicios al sistema, que incluyen desde el arbitraje de energía y el control de frecuencia hasta la resolución de congestiones en redes.

La regulación debe garantizar que se aprovecha este potencial de manera óptima estableciendo un marco retributivo adecuado. El marco retributivo del almacenamiento se debe estudiar atendiendo al valor que se aporta al sistema y a los siguientes criterios generales:

1. **Viabilidad del desarrollo del almacenamiento:** el marco retributivo se debe definir de manera que se valorice adecuadamente los servicios que el almacenamiento aporta. Esta valorización de servicios debe posibilitar una retribución adecuada que contribuya a la viabilidad económica de los desarrollos de almacenamiento y al mismo tiempo evitar la sobreretribución que puede ocasionar costes para el sistema y los consumidores.

2. **Aprovechamiento óptimo del almacenamiento:** el marco retributivo del almacenamiento debe proporcionar las señales e incentivos adecuados al operador de almacenamiento para optimizar el potencial del almacenamiento.

Más allá de garantizar la participación en igualdad de condiciones del almacenamiento en los distintos mercados y servicios existentes en cada sistema, las características del almacenamiento permiten que sea a su vez, un catalizador para el impulso de nuevos modelos de negocio,

que faciliten su despliegue y añadan valor añadido en los distintos elementos de la transición energética. Los modelos y aplicaciones de negocio deben analizarse desde una perspectiva de optimización en el sistema para lograr que las necesidades se cubran de manera eficiente. Es por eso que el marco retributivo del almacenamiento debe considerarse como algo dinámico y en constante evolución normativa a medida que cambien las necesidades del sistema. Ver Tabla No. 7.

Tabla 7 – Elementos clave del marco retributivo del almacenamiento

Fuente: MRC

Mercado / Ingreso	Características del servicio / mercado Oportunidades para el almacenamiento	Enfoque regulatorio	Barreras regulatorias	Requerimientos tipo para almacenamiento
Arbitraje de energía	Participación en el mercado mayorista de energía. Carga y descarga del almacenamiento programadas según costes o precios del mercado mayorista de energía. Cargas en horas de precios bajos (elevada penetración renovable) y descargas en horas de precios elevados. Pago por activación.	Neutralidad regulatoria del almacenamiento frente a otros participantes del mercado mayorista.	Limitaciones generales a la participación del almacenamiento. Sin barreas ni costes adicionales que penalicen al almacenamiento (doble imposición o doble cargo en cargas / descargas).	Duración de almacenamiento: 1 – 8 horas. Tiempo de respuesta: no crítico. Capacidad instalada o agregada: según normas de mercado mayorista (>1 MW).
Control de frecuencia – servicios de balance – spinning reserve	Carga y descarga del almacenamiento activadas según las necesidades de balance y control de frecuencia. Oportunidad de recibir pagos por disponibilidad más activación de energía de balance: cagas más baratas que mercado y ventas más caras. Pago por activación y disponibilidad.	Neutralidad regulatoria del almacenamiento frente a otros prestadores de servicios de balance y control de frecuencia.	Sin barreas ni costes adicionales que penalicen al almacenamiento (doble imposición o doble cargo en cargas / descargas).	Duración de almacenamiento: <2 horas. Tiempo de respuesta: según servicio (<1 min). Capacidad instalada o agregada: según normas de servicio de balance (>1 MW).

Mercado / Ingreso	Características del servicio / mercado Oportunidades para el almacenamiento	Enfoque regulatorio	Barreras regulatorias	Requerimientos tipo para almacenamiento
Mecanismo de capacidad	Pago por disponibilidad asociado a la capacidad del almacenamiento de descargar / vender en horas de estrés del sistema (picos de demanda, riesgos a la seguridad de suministro, etc.). Pago por disponibilidad asociado a potencia firme (horas de almacenamiento).	Incentivar almacenamiento como tecnología cero emisiones (si carga de renovables) para proporcionar firmeza frente a alternativas convencionales (gas, carbón, etc.).	Ausencia de pagos por capacidad. Normas de mercado de capacidad inadecuadas. Ausencia de incentivos al almacenamiento frente a generación fósil. Barreas a la hibridación de renovables con almacenamiento.	Duración de almacenamiento: 1 – 8 horas. Tiempo de respuesta: no crítico. Capacidad instalada o agregada: según normas de mercado de capacidad (>1 MW).
Respuesta Rápida de Frecuencia	Carga y descarga del almacenamiento activadas según las necesidades de respuesta rápida (<15 segundos) de control de frecuencia que no pueden satisfacerse con servicios de balance. Complementa a la respuesta inercial de los generadores síncronos. Pago por activación y disponibilidad.	Neutralidad regulatoria del almacenamiento frente a otros prestadores de servicios de respuesta rápida.	Sin barreas ni costes adicionales que penalicen al almacenamiento (doble imposición o doble cargo en cargas / descargas). Inadecuada remuneración de la activación que supone degradación de la batería.	Duración de almacenamiento: <1 hora. Tiempo de respuesta: según servicio (< 15 segundos). Capacidad instalada o agregada: según normas de servicio de balance (>1 MW).
Líneas virtuales / Reemplazo de inversiones en red de transporte y distribución	Inclusión de almacenamiento como un activo de red para remplazo / retraso de inversiones en líneas y subestaciones. Incluir almacenamiento como alternativa de planificación a la inversión en activos de transporte.	Fomentar la evaluación del ALM como activo en la planificación de redes.	Barreras al uso de almacenamiento como activo de redes.	Duración de almacenamiento: > 2 horas. Tiempo de respuesta: no crítico. Capacidad instalada: variable según red.

Mercado / Ingreso	Características del servicio / mercado Oportunidades para el almacenamiento	Enfoque regulatorio	Barreras regulatorias	Requerimientos tipo para almacenamiento
Resolución de restricciones técnicas en la operación	Activación de la batería para responder a señales de precios de congestión – restricciones técnicas. Pago por activación. Precios nodales vs precios únicos + precios de congestión.	Fomentar el uso de almacenamiento para resolver las restricciones técnicas operativas.	Barreas a la participación en mercados de congestión.	Duración de almacenamiento: 0.5 - 8 horas. Tiempo de respuesta: no crítico. Capacidad instalada: variable según red.
Control de tensión / Potencia reactiva	Ofrecer servicios de control de tensión / potencial reactivo al operador del sistema. Pago por disponibilidad y/o activación.	Adecuadas señales de precios para remunerar el control de tensión en nudos críticos. Apertura de mercado y neutralidad tecnológica.	Ausencia de retribución del control de tensión. Mercado cerrado al almacenamiento.	Duración de almacenamiento:< 2 horas. Tiempo de respuesta: < 1 min. Capacidad instalada: > 1 MW.
Mercados locales	Ofrecer servicios de flexibilidad (balance y resolución de congestiones) en mercado locales a nivel de distribución. Pago por disponibilidad y/o activación.	Apertura y desarrollo de mercados de flexibilidad local.	Ausencia de mercados locales.	Duración de almacenamiento: 0.5 – 8 horas. Tiempo de respuesta: <1 min. Capacidad instalada: > 100 kW.
Gestión de la factura eléctrica	Almacenamiento BTM. Gestión de factura, manejo de cargas, *peak shaving*, reducción de peajes de capacidad. Combinación con generación de autoconsumo y respuesta de la demanda.	Incentivos y señales de precios adecuadas para incentivar la respuesta de la demanda, autoconsumo y combinación con almacenamiento.	Fallos en la regulación de autoconsumo. Ausencia de señales de precios horarias en consumidores finales.	Duración de almacenamiento: 1 – 4 horas. Tiempo de respuesta: no crítico. Capacidad instalada: <1 MW.

La tabla No. 8 analiza las diferentes líneas de ingreso y su disponibilidad en cada mercado europeo analizado.

Tabla 8 – Comparación de experiencias europeas: marco retributivo y modelos de negocio

	Reino Unido	España	Francia
Arbitraje en mercado diario	Oportunidades de arbitraje de energía elevadas: alta volatilidad.	Escasas oportunidades actuales: crecientes a medida que aumente la penetración renovable.	Elevadas oportunidades de arbitraje debido a la volatilidad de precios causada por la rigidez de producción nuclear.
Servicios de balance – control de frecuencia	Todos los servicios de control de frecuencia disponibles. Riesgo de saturación / depresión de precios.	Todos los servicios de control de frecuencia disponibles. Riesgo de saturación / depresión de precios.	Reserva de restauración de frecuencia automatizada aFRR), también conocida como reserva secundaria, se abra en un futuro próximo.
Respuesta Primaria - Respuesta Rápida de frecuencia	Importante línea de ingresos. Riesgo de saturación.	NO remunerada.	Respuesta primaria remunerada para almacenamiento. Riesgo de saturación.
Mecanismo de capacidad	Subastas de diferente duración para precio para nueva y capacidad existente.	Pendiente de regulación. Subastas de diferente duración para precio para nueva y capacidad existente.	Subastas para nueva capacidad ALM 27kEUR/MW/año por 7 años.
Resolución de Restricciones Técnicas	Precios de congestión en nudos particulares. Mercado de resolución de restricciones técnicas.	Precios de congestión en nudos particulares. Mercado de resolución de restricciones técnicas.	Precios de congestión en nudos particulares. Mercado de resolución de restricciones técnicas.
Líneas Virtuales de Transporte-Planificación	Almacenamiento como alternativa a inversiones en red.	La planificación no recoge explícitamente el almacenamiento.	La planificación no recoge explícitamente el almacenamiento.
Control de tensión	Ingreso de mercado por nudo.	Proyectos piloto en curso.	Ingreso no disponible para ALM.
Mercados locales	Ingresos por flexibilidad a nivel de distribución.	Proyectos piloto.	Ingreso no disponible para ALM.
BTM – gestión de factura	Habilitado normativamente.	Habilitado normativamente. Ausencia de incentivos.	Habilitado normativamente. Ausencia de incentivos.

Ingreso/ servicio disponible	Ingreso en evaluación / pendiente de aprobación	Ingreso no disponible

	Italia	Alemania
Arbitraje en mercado diario	Oportunidades crecientes a medida que aumenta la penetración renovable. Diferentes precios por región.	Elevadas oportunidades debido a la volatilidad de precios.
Servicios de balance – control de frecuencia	Pagos por capacidad para nueva capacidad de almacenamiento: 15 años 30-50 kEUR/MW/año.	Todos los servicios de control de frecuencia disponibles. Riesgo de saturación / depresión de precios.
Respuesta Primaria - Respuesta Rápida de frecuencia	Subastas de FFR para nueva capacidad de almacenamiento.	Respuesta primaria remunerada para almacenamiento. Riesgo de saturación.
Mecanismo de capacidad	Pagos por capacidad para nueva capacidad de almacenamiento: 15 años 30-50 kEUR/MW/año.	Mecanismo de capacidad en vigor.
Resolución de restricciones técnicas	Precios de congestión en nudos particulares. Mercado de resolución de restricciones técnicas. Importantes congestiones transfronterizas entre regiones.	Precios de congestión en nudos particulares. Mercado de resolución de restricciones técnicas. Importantes congestiones. Uso de almacenamiento como alternativa a inversiones en red.
Líneas virtuales de transporte-planificación	La planificación no recoge explícitamente el almacenamiento.	Almacenamiento como alternativa a inversiones en red.
Control de tensión	Ingreso no disponible para ALM.	Ingreso no disponible para ALM.
Mercados locales	Ingreso no disponible para ALM.	Ingreso no disponible para ALM.
BTM – gestión de factura	Incentivos al almacenamiento BTM.	Los usuarios de la red combinaron cada vez más los sistemas fotovoltaicos con el almacenamiento para aumentar el autoconsumo impulsado por la baja tarifa de inyección en red.

La tabla analiza las diferentes líneas de ingreso y su disponibilidad de los mercados de California y Texas en Estados Unidos y Australia.

Tabla 9 – Comparación de experiencias en EEUU y Australia: marco retributivo y modelos de negocio

	ESTADOS UNIDOS – CALIFORNIA	ESTADOS UNIDOS – TEXAS	AUSTRALIA
Arbitraje en mercado diario: energía	Precios nodales de energía. Vertidos y precios ceros en nudos con elevada penetración fotovoltaica: posibilidad de cargar la batería a precios bajos. Durante la noche los picos de precios los sigue marcando generación con gas (ciclo combinado). Oportunidades crecientes para arbitraje en energía.	Precios nodales de energía. Posibilidad de precios negativos. Durante la noche los picos de precios los sigue marcando generación con gas (ciclo combinado). Oportunidades crecientes para arbitraje en energía.	Elevadas oportunidades de arbitraje. Principal línea de ingresos.
Servicios de balance – control de frecuencia	Precios nodales. Principal fuente de ingresos de los proyectos de baterías en operación.	Precios nodales. Principal fuente de ingresos de los proyectos de baterías en operación. Riesgo de canibalización: capacidad instalada baterías > requerimientos de reserva.	Participa en los servicios auxiliares del NEM: reinicio, regulación de subida y de bajada.
Respuesta Primaria - Respuesta Rápida de frecuencia	Ingreso disponible para almacenamiento. Limitado volumen riesgo canibalización.	Ingreso disponible para almacenamiento. Limitado volumen riesgo canibalización.	Los sistemas de almacenamiento en baterías pueden brindar servicio de control de frecuencia rápido.
Pago por capacidad	Los pagos por capacidad han mostrado una tendencia creciente en los últimos años. Mayor necesidad de potencia firme para cumplir los objetivos de descarbonización.	De los únicos mercados de EEUU sin un pago por capacidad.	Se dispone de capacidad para atender los requerimientos de la demanda en picos de carga.

Ingreso/ servicio disponible	Ingreso en evaluación / pendiente de aprobación	Ingreso no disponible

	ESTADOS UNIDOS – CALIFORNIA	ESTADOS UNIDOS – TEXAS	AUSTRALIA
Resolución de restricciones técnicas Líneas virtuales de transporte-planificación	Precios nodales de energía y reservas. Señales de precios nodales equivalentes a rentas de congestión.	Precios nodales actúan como señal para ubicación.	Provee de capacidad adicional para satisfacer el crecimiento de carga proyectado con el propósito de retrasar, reducir u omitir inversiones en el sistema de transmisión o distribución. Importante potencial dada las características geográficas de Australia.
Control de tensión	No existe una línea de ingresos específica para el almacenamiento.	No existe remuneración específica para almacenamiento.	El almacenamiento puede participar de manera local para mejorar la calidad de la electricidad mediante la inyección o absorción de reactiva para controlar anomalías.
Mercados locales	Diferentes mercados de flexibilidad local en desarrollo ofrecen oportunidades de negocio para las baterías. Especialmente conectadas en distribución.	Precios nodales actúan como señal para ubicación.	Proyectos piloto.
BTM – gestión de factura	Importante en combinación con autoconsumo fotovoltaico. Importante impulso regulatorio a nivel federal para incentivar los recursos distribuidos Importante mercado y aplicaciones de respuesta activa de la demanda y agregación: potencial para combinar agregación generación distribuida y almacenamiento BTM.	Aplicación principalmente en clientes comerciales e industriales.	Los elevados precios de la electricidad en Australia hacen altamente atractivo para el inversor esta estrategia para las instalaciones que están BTM.

4

Avances en la normativa para la incorporación del almacenamiento de energía en América Latina y el Caribe

Las crecientes proporciones de energía renovable intermitente en una industria de suministro de electricidad hacen que la participación de los dispositivos de almacenamiento sea cada vez más valiosa para mantener el equilibrio en tiempo real entre la oferta y la demanda en todos los puntos o nodos de la red de transmisión. Las cargas que aumentan cuando los precios en tiempo real son bajos (carga del almacenamiento) y se reducen cuando los precios en tiempo real son altos (descarga del almacenamiento) pueden contribuir significativamente a mantener el equilibrio del sistema en regiones con una cantidad decreciente de capacidad de generación despachable.

No obstante, el desarrollo del almacenamiento en formas distintas al bombeo hidráulico está en un estado incipiente en ALC. Hay varias razones para ello:

- La primera es que, salvo los casos de Chile y Uruguay, los porcentajes de energía renovable intermitente (solar y eólica) no superan el 15% de la energía producida en todos los países de la región en el año 2022.

- La segunda razón es que muchos países de la región, como Bolivia, Perú, Argentina, cuentan con abundante gas para producir energía, lo que hace que los precios no sean tan altos y tampoco haya variaciones entre el día y la noche que justifiquen almacenamiento para arbitraje de energía.

- La tercera razón es que varios países de la región cuentan con alta capacidad de producción hidráulica, como son los casos de Brasil, Colombia, Costa Rica y Ecuador, en donde la producción hidráulica superó el 60% en el año

2022[5] La generación hidráulica produce un efecto parecido al gas barato, con el agregado que mucha de ella puede ser embalsada y permitir la regulación y reservas necesarias para el sistema.

- Finalmente, la última razón es que la mayoría de los países de la región tienen marcos regulatorios incompletos, sin mercados vinculantes y co-optimización en la adquisición de energía y reservas, y también baja granularidad temporal (Perú y Chile son los únicos que han avanzado en la región en este último punto[6]), con lo cual no se promueven señales de precio para el almacenamiento.

En el caso de los consumidores, prácticamente todos los países de la región tienen esquemas de distribución integrados con la comercialización y precios "aplanados" para el consumidor final, lo que no motiva a la instalación de almacenamiento BTM. Adicionalmente, salvo el caso de Chile, algunos países han establecido esquemas de *net billing*, coartando al almacenamiento. Dado lo anterior, no es de extrañar que las iniciativas de almacenamiento se hayan limitado a algunas instalaciones para reserva en giro, y otras para aumentar potencia firme según el marco regulatorio del pago por capacidad que tenga cada país.

En este aspecto, Chile ha estado a la vanguardia en la región, y ha sido el desarrollo de proyectos el que ha obligado a actualizar la normativa (no al revés). También es el país más avanzado en aspectos normativos y regulatorios en la región. En cuanto a la regulación misma, con la excepción mencionada, los países de la región todavía no han clarificado si el almacenamiento será un nuevo agente del mercado, o se asimilará a alguno de los agentes existentes. Tampoco existen reglas de como despachar las unidades de almacenamiento que no sean bombeo hidráulico.

De acuerdo con lo expuesto se presenta a continuación en detalle el caso de Chile, para luego analizar algunos otros casos en ALC.

[5] Ember's latest yearly electricity generation, capacity, emissions, and demand data from over 200 geographies. Yearly electricity data; updated on 12 September 2023.

[6] Wolak, Inostroza, Di Avante et all (2020). "Ancillary Services in Peru". https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Informes/.

4.1 Chile

El mercado chileno ha estado a la vanguardia a nivel mundial en el desarrollo de aplicaciones con SAEB, totalizando 52 MW instalados en tres plantas de generación termoeléctrica para generación de energía. Utiliza el modelo de liberación de capacidad de reserva en giro para regulación primaria de frecuencia con el objetivo de ofrecerla al sistema como energía y en su reemplazo, el sistema SAEB presta la regulación primaria de frecuencia. Esto fue particularmente útil en los años 2009- 2010 en Chile, que estaba teniendo altos costos de energía debido a los cortes de gas desde Argentina y el alto precio del petróleo. La instalación de 12 MW en SAEB en el año 2009 permitió reducir la generación a diésel e incrementar la generación a carbón, a costos variables mucho más bajos, manteniendo la calidad de servicio en cuanto a RPF. Estimaciones de la época cifraron en US$60 millones el ahorro en costos del sistema.

La instalación de este equipamiento se realizó con la reglamentación de la época, a través de la modificación de un Procedimiento Técnico del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) (actualmente Coordinador), que no estuvo exento de polémica y que debió ser dirimido por el Panel de Expertos chileno. En su “Dictamen N°3-2009” del año 2009, le dio la razón a la empresa impulsora del proyecto en contra del CDEC-SING, originando el Procedimiento del CDEC-SING “Tratamiento Dispositivos Tipo SAEB”, que permitió la liberación de la unidad térmica para producir energía y que la SAEB otorgara la reserva en giro. Una importante característica de este procedimiento es que permitió asociar la SAEB a la unidad térmica, sin necesidad de que la primera estuviera BTM; de hecho, como se ve en la figura, fue instalada a más de 300 km de la central térmica que liberó su capacidad para producir energía. Esto es muy relevante porque reconoce que la SAEB puede ser instalada en puntos de la red más eficientes e igual quedar asociada a una central térmica ubicada en otro punto.

Bajo esta reglamentación, se instalaron 40 MW más de SAEB, bajo la modalidad indicada, “asociados” a una máquina térmica, pero no necesariamente BTM.

Posteriormente, en la Ley 20936 del 20 de julio de 2016, se incorporó la figura de Almacenamiento como nuevo agente coordinado, siendo Chile nuevamente pionero, ya que esta figura se está adoptando recién en Europa y EEUU.

Por su parte, el "Reglamento de Servicios Complementarios"[7] y el "Reglamentodela coordinaciónyoperacióndel Sistema Eléctrico Nacional"[8], publicados durante el 2019, detallan la participación de los sistemas de almacenamiento en servicios complementarios. Incluye instalaciones de transmisión y arbitraje de energía y definie el mecanismo para que el Sistema de Almacenamiento participe en el Despacho.

Adicionalmente, el 21 de noviembre del año 2022 se publicó la Ley de Almacenamiento que le otorga a esta tecnología el reconocimiento como nuevo actor del mercado, diferente a un generador, transmisor o distribuidor. Actualmente se encuentran en proceso los reglamentos de esta ley. El primero de ellos es la modificación del Reglamento de Transferencias de Potencia que tiene el objeto de reconocer potencia firme al almacenamiento, "standalone" y cuando forma parte de una instalación renovable (solar o eólica), y en formato híbrido y asociado.

Actualmente, se encuentra en construcción un proyecto híbrido solar más almacenamiento, con inversor único, con una salida de 112 MW y una capacidad solar de 180 MW. Asimismo, entró en operación un piloto de 10 MW, denominado "virtual dam", que permitirá aumentar la potencia firme reconocida a una central hidráulica de pasada en el sistema.

Algunos otros proyectos están en distintas etapas de desarrollo, pero la aplicación de arbitraje todavía no alcanza su punto de rentabilidad económica. Asimismo, como se verá más adelante, algunos anuncios de cambios en la normativa, incluyendo una potencial "licitación de almacenamiento" (esquema no muy eficiente, pero muy usado en otros países cuando no hay señales correctas de mercado para la instalación de almacenamiento) han producido un freno en el desarrollo de estos proyectos, a la espera del resultado final de los cambios propuestos.

4.2 Colombia

Un ejemplo típico de lo mencionado antes es el proyecto desarrollado en la costa de Colombia, y que consistió en el diseño e instalación, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de un SAE mediante baterías Ion-Litio – SAEB, con el

[7] Reglamento de Servicios Complementarios. Chile. Decreto-113 27-MAR-2019 MINISTERIO DE ENERGÍA - Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional (bcn.cl).

[8] Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (Chile). Decreto-125 20-DIC-2019 MINISTERIO DE ENERGÍA - Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional (bcn.cl)

objetivo de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia en la red de transporte en el Sistema de Trasmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL). Dimensionado con una capacidad de entrega al sistema de 45MW/45MWh y una duración de entrega de una hora, permite operar la red bajo condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de red del STR del Atlántico[9].

Dado que Colombia tiene un mercado de precio único, que no reconoce las congestiones en los precios de bolsa y que no produce señales para reducir las congestiones, la regulación colombiana (Resolución CREG 098 de 2019) buscó incorporar los SAEB con el fin de evitar problemas de congestión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y en los STR, como una solución forzada al no tener las señales eficientes de precio en su modelo.

En cuanto al mecanismo para la asignación, se diseñó un proceso centralizado en el que la entidad de planeación del sector, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), identifica la ubicación del punto de instalación, y nivel de tensión para la conexión al sistema (en este caso fue seleccionado a 34.5 KV en la subestación el Silencio), una vez definido el alcance del sistema, la entidad realizó una convocatoria pública para asignar al desarrollador y operador del proyecto. La UPME realizó la selección del inversionista y el constructor del proyecto mediante la Convocatoria Pública UPME STR 01 DE 2021. Se presentaron 10 firmas y el proyecto fue adjudicado a la firma Canadian Solar[10].

En el caso de los SAEB para STR y SDL la regulación contempla que solo se pueden proporcionar los servicios definidos con la identificación de la necesidad especifica (congestión en el caso del proyecto de Atlántico). En el caso de SDL, teniendo en cuenta que los SAEB pueden prestar diversos servicios, cada operador de red puede definir, de acuerdo con los requerimientos específicos, la instalación de las baterías y la remuneración de los activos que se da a través de la remuneración de la actividad de distribución. (UKPACT-Colombia, 2020).

La tabla No. 10 a continuación muestra un resumen comparativo de los esquemas de mercado actuales que permitirían incorporar algunas aplicaciones de los SAE de energía en Colombia y Chile.

[9] UPME. (2021). Anexo 1 Convocatoria Publica UPME STR 01 de 2021. Bogotá.
[10] UPME, Comunicado de Prensa 004 de 2021, 2021.

Tabla 10 - Resumen del estado actual de la normativa en Chile y Colombia

Mercado / Ingreso	Aplicación	Chile	Colombia
Mercado Mayorista	*Electric energy time shift* (Arbitraje)	Despacho de pool de costo mínimo (basado en costos). Optimización en la asignación de energía ESS. Mercados puramente financieros a plazo Precios marginales nodales. Baja granularidad. Capacidad instalada de 112 MW, sistema híbrido fotovoltaico, 5 horas.	Precio único - "Despacho Factible". Precios de conciliación regulados para redespacho. Baja granularidad.
	Mercado de capacidad	Pagos explícitos por capacidad. Definición clara de las horas pico.	NO Pagos por capacidad.
	Virtual Dam / Presa Virtual	Pagos explícitos de capacidad. 10 MW de capacidad instalada, 5 horas.	NO Pagos por capacidad.
Servicios Complementarios – Control de Frecuencia	*"Spinning reserve"*, otras reservas y suplementarias, emulación de inercia	Co-optimización no práctica de la adquisición de servicios auxiliares de control de frecuencia y energía. Mercados puramente financieros a plazo. Precios marginales nodales. Granularidad baja. "Stamp allocation". Capacidad de instalación de 52 MW, 1 hora, para liberar capacidad térmica durante la crisis de gras.	Contratación de servicios auxiliares de control de frecuencia y energía secuencial. Precio único. Baja granularidad. "Stamp costs".
Control de Voltaje	Soporte de voltaje	Adquisición mediante subastas a largo plazo. Obligatorio a costo regulado en situaciones no competitivas. Define servicios y dejar que las tecnologías compitan para brindarlos.	Obligatorio sin retribución.

Mercado / Ingreso	Aplicación	Chile	Colombia
Sistemas de recuperación	*Black Start,*	Adquisición mediante subastas a largo plazo. Obligatorio a costo regulado en situaciones no competitivas. Define servicios y dejar que las tecnologías compitan para brindarlos. Precios marginales nodales.	Precio único Opcional.
Servicios a la red de transporte	Aplazamiento de inversiones de transmisión	Plan de expansión de transmisión óptimo. Adquisición mediante subastas a largo plazo.	Instalación actual de 30 MW en zona costa, regla especial definida por la CREG.
	Resolución de congestiones y restricciones técnicas de transmisión	Despacho de pool de costo mínimo (basado en costo) – Precios marginales nodales. Granularidad baja. Plan de expansión de transmisión óptimo.	Precio único - "Despacho Factible". Precios de conciliación regulados para redespacho Baja granularidad.
Servicios a la red de distribución	Aplazamiento de actualización de distribución	Óptimo plan de expansión de distribución. Tarifas eficientes.	Compañías comercializadoras.
Gestión de tarifa en cliente final – Energy Management Systems	*"Peak Shaving"* Calidad de suministro Seguridad de suministro Gestión de demanda. Optimización de autoconsumo	Disponibilidad limitada de medidores inteligentes. *Net-Metering.* *Retail* integrado en Monopolio de Distribución.	Disponibilidad limitada de medidores inteligentes. *Net-billing.*
Soluciones fuera de la red - *off-grid*	Minirredes: servicios de estabilidad del sistema	Disponibilidad limitada de *"smart meters"* *Net Metering.*	Disponibilidad limitada de *"smart meters".*

4.3 Brasil – Primeros pasos regulatorios

En Brasil, las iniciativas regulatorias para el almacenamiento aún son incipientes. El enfoque está muy centrado en apoyar la generación distribuida con base en fuentes renovables. Se destaca que los desarrollos regulatorios están relacionados con la importancia del almacenamiento para la provisión de acceso a la energía en zonas aisladas de la amazonia.

La Ley 14.300 de 2022 establece que la micro y minigeneración distribuida fotovoltaica puede ser despachable si cuenta con baterías con una capacidad de modulación de al menos el 20% de la capacidad de generación mensual de la planta generadora y que sea despachada por un controlador local o remoto.

La Resolución Normativa 1.009 de 2022 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) establece que los avisos de contratación de energía de generación distribuida por parte de la distribuidora pueden incluir sistemas de almacenamiento. La contratación debe realizarse bajo la condición de ser una alternativa a las inversiones tradicionales en la red o mejorar los indicadores de calidad del servicio/producto.

La Resolución Normativa 1.016 de 2022 de la ANEEL define que, después del otorgamiento, contratación e instalación de una central generadora contratada mediante subasta en los Sistemas Aislados, el vendedor podrá reponer en la central generadora existente que tenga fuentes no renovables, unidades generadoras renovables con almacenamiento, siempre que se aseguren las condiciones del Aviso Público respectivo, el producto contratado y las cantidades mínimas de potencia y energía.

ANEEL también elaboró dos tomas de subsidios (TS 11/2020 y TS 11/2021) buscando comprender la visión de los agentes del sector sobre Almacenamiento y Recursos Energéticos Distribuidos, respectivamente. Durante la TS 11/21, los agentes fueron unánimes en solicitar la elaboración de un marco regulatorio para el almacenamiento. En la Nota Técnica 137 /2022 de la TS 11/2020, se presentó una propuesta de hoja de ruta para desarrollo de reglamentación de los diversos temas y subtemas del Almacenamiento de Energía Eléctric, Ver Tabla No. 11.

Tabla No. 11 – Propuesta de hoja de ruta para desarrollo de marco regulatorio en Brasil por ANEEL

Fuente: Nota Técnica Nº 137 /2022-SRG/ANEEL.

1er ciclo 2023 y 1er semestre de 2024:	Almacenamiento, excepto centrales hidroeléctricas reversibles: • Concepto: especificaciones y características; • Otorgamiento de Autorización: almacenamiento junto al generador, almacenamiento Independiente, casos de exención de otorgamiento; • Acceso y uso de la red: tarifas, sistema de supervisión y control, y protecciones; • Acceso a la comercialización: registro, medición y aspectos de contabilidad y liquidación; • Ajustes para eliminar barreras regulatorias: Sistemas Complementarios, Subastas de Capacidad, Respuesta a la Demanda y Subastas de Sistemas Aislados.
2do ciclo 2do semestre de 2024 y 2025:	• Ajustes finales sobre Procedimientos de Red y Reglas de Comercialización. • Evaluación del *sandbox* regulatorio (Proyectos Pilotos). • Central hidroeléctrica reversible: estudio de inventario y problemas de utilización óptima.
3er ciclo 2026 y 2.º semestre de 2027:	• Adecuaciones finales al instructivo para centrales hidroeléctricas reversibles en materia de Procedimientos de Red y Normas de Comercialización. Nuevos modelos de negocio: • Reducción de *curtailment* y *constrained-off;* • Definiciones sobre value *stacking;* • Agregadores de servicios relacionados; y • Simulación en modelos computacionales: impactos en la programación de operaciones y formación de precios de corto plazo.

ANEEL planea abrir una consulta pública para discutir la regulación del almacenamiento a finales de este año.

En el norte del país fue creado en 2020 por el Gobierno Federal un programa destinado a atender a la población de bajos ingresos de Regiones Remotas de los Estados de la Amazonía Legal[11]. Representa una extensión del programa Luz para Todos que fue creado en 2003 para ayudar a las familias rurales que no tenían acceso a los servicios públicos de electricidad a través de la ampliación de la red.

[11] La Amazonía Legal es un área que abarca nueve estados de Brasil pertenecientes a la cuenca del Amazonas, establecida por el gobierno federal mediante la ley 1.806/1953, que reúne regiones con características idénticas, con el objetivo de planificar mejor el desarrollo socioeconómico de la región amazónica. El área de cobertura actual de la Amazonia Legal corresponde a todos los estados de Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima y Tocantins y parte del estado de Maranhão.

El programa Mais Luz prevé el uso de fuentes renovables de generación de electricidad e incluye la posibilidad de usar almacenamiento para reemplazar la generación de diésel o gasolina en comunidades fuera de la red, siendo válido hasta el final de 2030. El 90% de los recursos provienen de la Cuenta de Desarrollo Energético12 y el 10% de la distribuidora. El 25 de octubre de 2021 se aprobó el 2º programa de obras Mais Luz para Amazonia que dará servicio a 4.380 viviendas, con la instalación de 17.520 paneles fotovoltaicos, 8.760 baterías LiFeP (fosfato de litio y hierro), 4.380 controladores/Inversores y una inversión prevista de R$ 209,65 millones[13].

4.4 Aplicaciones de almacenamiento que no han requerido de ajustes regulatorios para su implementación

Algunas experiencias en la región muestran que no todas las aplicaciones de los SAE requieren de ajustes regulatorios, en particular aquellas que se instalan BTM. Estas propuestas han nacido de la iniciativa de los agentes que buscan una mayor eficiencia operativa. Es el caso de la provisión de reserva rodante de centrales térmicas, que gracias a la incorporación de SAE, evitan tener que variar la potencia de la máquina y continuar operando en el rango de mayor eficiencia y reduciendo también los costos de oportunidad de la capacidad ociosa del generador. Algunos ejemplos de esta aplicación son la Central Termozipa en Colombia, 7 MW[14]; Andrés y DPP, 10 MW cada una en República Dominicana[15]; y la central Ventanilla 14,6 MW en Perú[16], que sin un marco regulatorio habilitante del almacenamiento han podido incorporar los SAE. Lo anterior sugiere que no es necesario regular todas las aplicaciones del almacenamiento y que los ajustes normativos se deben enfocar en el levantamiento de las barreras existentes bajo reglas de mercado que promuevan la libre participación del almacenamiento.

[12] Cargo sectorial con el objetivo de desarrollar los recursos energéticos, aumentar la competitividad entre las fuentes y subsidiar el acceso a la red de usuarios de bajos ingresos. Este cargo es recaudado por los distribuidores y pagado por los usuarios.
[13] https://opovoamazonense.com.br/comunidade-de-manacapuru-beneficiada-com-energia-solar/
[14] Enel-Emgesa inaugura el primer sistema de baterías de almacenamiento de energía de Colombia
[15] Benjamin-Villalobos-Almacenamiento-de-Energia-y-Sistemas-Integrados.-AES-Dominicana.pdf (adie.org.do)
[16] Enel Perú inauguró BESS Ventanilla: primer sistema de baterías de gran capacidad del país - enel.pe

4.5 Resumen regulatorio para el almacenamiento de energía en ALC

Como hemos visto en las secciones anteriores, los países de ALC, a pesar de no tener marcos regulatorios y de negocio completamente desarrollados para los SAE y sus aplicaciones, han venido realizando ajustes normativos para regular los servicios de arbitraje, de complementariedad y de calidad de transmisión ofrecidos por los SAE. La tabla No. 12 resume las principales medidas regulatorias adoptadas para los SAE en Brasil, Chile, Colombia, México y República Dominicana. La tabla incluye referencias directas para facilitar la consulta de las medidas normativas.

Tabla No. 12 - Resumen regulatorio para el almacenamiento de energía en ALC

	República Dominicana	Colombia	Brasil
Aplicación	Arbitraje.	Transmisión – Calidad del servicio.	Arbitraje en Generación Distribuida.
Alcance	Requerimientos para los SA con Baterías asociados a proyectos de generación con energías renovables variables.	SA con baterías para mitigar inconvenientes por la falta o insuficiencia de redes de transmisión.	Posibilidad de incorporar SA en micro y mini GD y en sistemas aislados.
Descripción	Define la capacidad de almacenamiento de acuerdo a la capacidad de generación de la central renovable. < 50 MWac, no se les exigirá. => 50 MWac hasta 100 MWac, 30% de su capacidad, 4h. > 100 MWac y hasta 200 MWac, 50% de su capacidad y 4h. > 200 MWac, requerirán evaluación previa de CNE.	SA considerado como un activo de transmisión, remuneración mediante un ingreso anual Esperado que incluye el CapEx y el OpEx durante todo el tiempo de servicio.	Micro y mini generación distribuida fotovoltaica puede ser despachable si cuenta con baterías con una capacidad de modulación de al menos el 20% de la capacidad. GD contratada por distribuidoras puede incluir SA.
Norma	CNE-AD-0004-2023.	CREG 98 DE 2019 CREG 101- 023 DE 2022.	Ley nº 14.300 de 2022 Resolución Normativa nº 1.009 de 2022 de la ANEEL Resolución Normativa nº 1.016 de 2022 de la ANEEL.
Enlace	https://www.cne.gob.do/inicio/sobre-nosotros/marco-legal	Alejandría - Resolución 98 de 2019 CREG	Base Legislação da Presidência da República - Lei nº 14.300 de 06 de janeiro de 2022 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.016, DE 19 DE ABRIL DE 2022 - RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.016, DE 19 DE ABRIL DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional (in.gov.br) RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022 - RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional (in.gov.br)

Chile	México	Barbados
Servicios Complementarios. Arbitraje. Transmisión.	Arbitraje.	Proyectos Piloto.
SA como nuevo agente. Habilitación de los SA para prestar diferentes servicios, remuneración correspondiente.	Los SA se consideran como generación, son representados en el mercado por un agente generador el cual realiza las mismas transacciones que un agente generador común.	Establece las tarifas aplicables a proyectos pilotos, con el fin de recolectar información del funcionamiento de los sistemas. Los proyectos.
Reglamento de SSCC (2019) SA habilitados para prestar SSCC compatibilizar SA que presten SSCC con el arbitraje SA que presten SSCC, no participarán en los balances de transferencias de energía por sus inyeccionesy retiros. – Los retiros de energía efectuados por SA para la SSCC no estarán sujetos a los cargos asociados a Clientes Finales.	Los SA deberán registrarse bajo la figura de Centrales Eléctricas y deberán ser representados por un Generador con el fin de operar los equipos de almacenamiento, estos Generadores podrán realizar todas las ofertas de compra que correspondan a los Centros de Carga.	El marco de almacenamiento de energía y tarifas, establece las tarifas aplicables a proyectos piloto en un periodo de cuatro años hasta 50MW. Los sistemas deben proporcionar a la red tres o más servicios de almacenamiento y dos o más servicios de voltaje o potencia reactiva. Los proyectos solicitarán una licencia de almacenamiento ante el Ministerio de Energía y Empresas, y serán elegibles para recibir las tarifas asociadas por diez años.
Norma General No. 113, 38 de noviembre de 2017, Ministerio de Energía	Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico.	FTCUR/DECEST/2023-03.
https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/06/Decreto-N%C2%B0113-Reglamento-de-SSCC.pdf	https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20[DOF%2008-09-15]%20.pdf	2023-06-28_commission_decision_EST.pdf (ftc.gov.bb)

ENERGY
STORAGE SYSTEM

5

Conclusiones: lecciones aprendidas

En este documento se analizaron los elementos fundamentales del marco regulatorio para la incorporación del almacenamiento y sus implicaciones para la viabilidad de los modelos de negocio. Evaluando diferentes experiencias internacionales y enfoques normativos se han podido identificar las principales barreras y desafíos regulatorios, así como las mejores prácticas implementadas para superarlas.

El almacenamiento energético es un pilar clave de la descarbonización y sostenibilidad del sistema eléctrico y energético en su conjunto. Como consecuencia, **las inversiones en sistemas de almacenamiento presentan la mayor tasa de crecimiento de todas las tecnologías contribuyentes a la descarbonización**. Existen diversas tecnologías que permiten almacenar energía. Cada una de ellas presenta potenciales aplicaciones y diferentes niveles de madurez tecnológica. Del conjunto tecnológico, **el almacenamiento electroquímico (baterías) presenta el mayor potencial para facilitar la integración de renovables en los sistemas eléctricos atendiendo al nivel de madurez y a sus aplicaciones técnicas.**

El despliegue del almacenamiento es necesario para permitir una eficiente integración de generación renovable. Sin embargo, este despliegue requiere del esfuerzo combinado de una multitud de agentes del sector desde el legislador hasta promotores de proyectos de almacenamiento además de un marco regulatorio habilitante. **Este informe analiza los requisitos mínimos de un marco regulatorio habilitante para el desarrollo de proyectos de almacenamiento.** Cualquier marco regulatorio debe enfocarse en eliminar las barreras al desarrollo de proyectos, así como proporcionar los incentivos adecuados para optimizar el despliegue de almacenamiento.

Los países analizados como mejores prácticas incluyen: **Europa (Reino Unido, España, Francia, Italia y Alemania), Estados Unidos (California – CAISO y Texas- ERCOT) y Australia**. La selección de mejores prácticas se realizó atendiendo a dos criterios: 1) nivel de madurez del mercado de almacenamiento (experiencia en proyectos y aplicaciones de almacenamiento operativos) y 2) nivel de desarrollo regulatorio. **En algunas jurisdicciones como California (EEUU) el desarrollo de proyectos de almacenamiento ha ido por delante de la regulación mientras que otros estados (Unión Europea) se han beneficiado de la experiencia internacional para definir marcos regulatorios basados en casos de éxito como el del Reino Unido.**

El marco regulatorio del almacenamiento debe como mínimo definir las siguientes cuestiones:

- **Definición y tratamiento del almacenamiento**. La mayoría de mejores prácticas analizadas definen el almacenamiento explícitamente como una actividad liberalizada.

- **Condiciones de acceso y conexión a la red**. Algunos sistemas consideran el almacenamiento como generador mientras que en otros se le da un tratamiento específico.

- **Permisos y autorización de proyectos**. La mayoría de los legisladores autorizan el almacenamiento de manera equivalente a proyectos de generación.

- **Peajes y cargos de red**. En este punto existe divergencia entre las experiencias internacionales. En algunos países como España el almacenamiento está exento de pagar peajes de red; en otros pagan peajes como consumidor o productor (EEUU, Francia) y en otros como Alemania paga al cargar y descargar.

- **Participación en mercados**. Las mejores prácticas regulatorias orientan hacia una apertura total de mercados (energía, capacidad, servicios de control de frecuencia, etc.) para el almacenamiento que debe competir con los otros agentes de manera no discriminatoria.

- **Marco retributivo**. La mejor experiencia internacional indica que el marco retributivo óptimo para el sistema y para el promotor de almacenamiento es aquel que remunera los servicios que el almacenamiento proporciona según las necesidades del sistema.

En relación con lo anterior, el presente informe informe hemos analizado en detalle las opciones de modelos de negocio basadas en la acumulación de ingresos (*"Revenue Stacking"*) existentes en cada mercado. **El concepto de *Revenue Stacking* define la posibilidad de compatibilizar diferentes ingresos para viabilizar comercialmente la inversión en almacenamiento.** El marco retributivo del almacenamiento condiciona el modelo de negocio.

El análisis de experiencias internacionales identifica las siguientes líneas de ingreso como piezas fundamentales para permitir que el almacenamiento pueda cubrir sus costes de inversión y operación:

- **Arbitraje de energía**. En todos los países analizados el almacenamiento se carga en momentos de precios bajos en el mercado mayorista de energía (por ejemplo, exceso de renovables) y se carga en picos de precios.

- **Mecanismo de capacidad**. Los pagos por capacidad son ingresos clave para dar **certidumbre a largo plazo para el promotor y remunerar la contribución de almacenamiento a la seguridad de suministro**. En varias experiencias analizadas (California, Italia, Reino Unido y Francia) la asignación de un pago de capacidad garantizada a largo plazo facilito el despliegue del almacenamiento.

- **Servicios de balance – control de frecuencia.** La modularidad y rápida respuesta (a subir y bajar) de las baterías constituyen un agente competitivo para prestar servicios de control de frecuencia a los operadores del sistema. **Junto con el arbitraje, esta es la principal aplicación de las baterías que forman parte de modelos de negocio comerciales en el mundo.**

Además de estos ingresos, en otros sistemas también se remunera la potencia reactiva, los precios de congestión y la respuesta rápida de frecuencia a nivel de red.

Por último, es importante destacar el potencial del almacenamiento BTM. **El almacenamiento BTM tiene potencial para reducir las facturas eléctricas del consumidor final permitiendo una optimización del consumo, así como una gestión activa de la demanda.** La experiencia internacional muestra que el desarrollo de almacenamiento BTM está supeditado a: 1) uso y desarrollo del autoconsumo y generación distribuida y 2) esquema tarifario (discriminación horaria, señales de precios dinámicas, tarifas de inyección de excedentes de autoconsumo e importancia de los peajes de red).

Estas lecciones aprendidas se utilizarán en fases posteriores del proyecto para realizar recomendaciones sobre la actualización del marco regulatorio de cada jurisdicción, así como sobre los modelos de negocio que conviene incentivar.

6
Bibliografía

Agência Nacional de Energia Elétrica de Brasil (ANEEL). Resolución Normativa ANEEL Nº 1.016, DE 19 DE ABRIL DE 2022.
https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=25/04/2022&jornal=515&pagina=93

California ISO. Special Report on Battery Storage. July 7, 2023.
http://www.caiso.com/about/Pages/Blog/Posts/Storage-surpasses-5000-MW-on-the-CAISO-grid.aspx

Agência Nacional de Energia Elétrica de Brasil (ANEEL). Resolución Normativa ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022
https://portal.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.009-de-22-de-marco-de-2022-389604484

Brasil, Ley Nº 14.300 de 06 de enero de 2022.
https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE
https://www.boe.es/doue/2019/158/L00125-00199.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG). RESOLUCIÓN 98 DE 2019. Diario Oficial No. 51.068 de 6 de septiembre 2019.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0098_2019.htm

Comunidade de Manacapuru beneficiada com energia solar. 12 de Marzo de 2022. Povo Amazonense:
https://opovoamazonense.com.br/comunidade-de-manacapuru-beneficiada-com-energia-solar/

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES), Estudio de los Servicios Complementarios de Energía en el Perú y su Adaptación para Inclusión de Ecnologías No Convencionales Informe Final. Elaborado por Wolak, Inostroza, Di Avant, V & M, and Ching. (2020) https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Informes/.

Enel-Emgesa inaugura el primer sistema de baterías de almacenamiento de energía de Colombia. 20 de abril de 2021. https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d202104-inauguracion-primer-sistema-baterias-de-almacenamiento.html

Enel Perú inauguró BESS Ventanilla: primer sistema de baterías de gran capacidad del país. 14 enero 2021. https://www.enel.pe/es/conoce-enel/prensa/press/d202101-enel-peru-inauguro-bess-ventanilla--primer-sistema-de-baterias-d.html

Reglamento de Servicios Complementarios. Chile. Decreto-113 27-MAR-2019 MINISTERIO DE ENERGÍA - Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional (bcn.cl). https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1129970&idParte=10010150

Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (Chile). Decreto-125 20-DIC-2019 MINISTERIO DE ENERGÍA - Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional (bcn.cl) https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253&idParte=10083690&idVersion=2019-12-20

Secretaría de Energía, Estados Unidos Mexicanos. Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Bases/Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20[DOF%2008-09-15]%20.pdf

S&P Global Market Intelligence. Battery stampede spurs sunny storage economics in ERCOT. May 4, 2023 https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/research/battery-stampede-spurs-sunny-storage-economics-in-ercot

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Anexo 1 Convocatoria Publica UPME STR 01 de 2021. Bogotá.
https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Documents/UPME-STR-01-2021/DSI_UPME_STR%2001-2021_ALMACENADORES_ENERGIA.pdf

UPME, Comunicado de Prensa 004 de 2021.
https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_04_2021.pdf

Villalobos B, AES, (3 de julio de 2017). Resiliencia: Almacenamiento de Energía y Sistemas Integrados, presentación en ADIE