

3. Barreras y habilitantes para la implementación de tecnologías de almacenamiento de energía

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency



Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este reporte es parte del estudio:

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

Preparado por:

M.A. Econ. Pawel Maurycy Swisterski

Consultor COWI, Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

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

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

Bld. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

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

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



Contenido

Contenido.....	5
Tablas.....	6
Figuras.....	6
3.1 Introducción.....	7
3.2 Descripción del mercado de almacenamiento de energía y el marco de trabajo regulatorio y financiero en México.....	7
3.2.1 Marco legal existente con respecto al almacenamiento de energía.....	9
3.2.2 La Ley de Transición Energética.....	9
3.3 Identificación de barreras y facilitadores para el almacenamiento eléctrico en México.....	19
3.3.1 Trabajo previo.....	19
3.3.2 Revisión de barreras y pasos siguientes.....	21
3.3.3 Barreras adicionales y pasos siguientes.....	23
3.4 Conjunto de medidas para superar las barreras.....	32
3.4.1 Grupo de trabajo de SENER.....	32
3.4.2 INEEL.....	34
3.4.3 Grupo de trabajo de la CRE.....	34
3.4.4 Reporte “Almacenamiento energético en México”.....	37
3.4.5 Servicios conexos y almacenamiento eléctrico.....	37
3.4.6 Una propuesta alternativa.....	38
3.5 Marcos regulatorios alternativos.....	49
3.5.1 Una clase de activos de almacenamiento.....	49
3.5.2 Integración de sistemas de almacenamiento.....	50
3.5.3 Ejemplos internacionales.....	51
3.6 Conclusiones.....	52
3.7 Referencias.....	54



Tablas

- Tabla 3.1.** Clasificación del Equipo de Almacenamiento de energía (fuente: Manual de costos de oportunidad).
- Tabla 3.2.** Especificaciones relacionadas con el almacenamiento energético en la Ley de Transición Energética. Fuente: Tabla 17. Acciones en almacenamiento energético (SENER, 2016g)
- Tabla 3.3.** Indicadores de desempeño de la Estrategia de la Ley de Transición Energética en el área de almacenamiento energético. Fuente: Tabla 18. Tabla de indicadores de la Estrategia y sus bases (SENER, 2016g)
- Tabla 3.4.** Pronóstico 2018 del CENACE de las horas críticas de 2019. Fuente: CENACE, 2020

Figuras

- Figura 3.1.** Jerarquía legal que afecta el mercado de almacenamiento de energía en México. Fuente: elaboración propia.
- Figura 3.2.** Composición del Mercado Energético Mayorista mexicano. Fuente: elaboración propia.



3.1 Introducción

Hay muchas opciones en el sector de la electricidad para mitigar la generación de los gases de invernadero (GEI). Los ejemplos incluyen energía renovable, almacenamiento de energía, control de la demanda o generación distribuida, solo por nombrar algunos. Este estudio se centra en el almacenamiento de energía y no lo compara con otras opciones para mitigar los GEI ni habilitar una parte mayor de energía renovable variable. Sin embargo, sí compara los costos y beneficios del almacenamiento de energía con la ausencia de este o el *status quo* (sección 5).

Los costos y beneficios del almacenamiento de energía se consideran desde una perspectiva social. Si existe alguna indicación de que los beneficios rebasen los costos, entonces, desde una perspectiva social, el almacenamiento de energía puede ser digno de considerarse. Para esto, es importante tener un marco de trabajo regulatorio que no entorpezca la implementación de tecnologías de almacenamiento por el sector público o privado.

Esta sección considera el marco regulatorio existente en México en lo que respecta al almacenamiento de energía, las barreras existentes para implementar el almacenamiento, así como sugerencias sobre cómo modificar la regulación para fomentar el almacenamiento.

3.2 Descripción del mercado de almacenamiento de energía y el marco de trabajo regulatorio y financiero en México

Antes de revisar las leyes y reglamentos de México relevantes para el almacenamiento de energía, es importante identificar la jerarquía de dichas leyes para comprender su respectivo impacto en el mercado energético. En específico, la discusión sobre posibles modificaciones al marco regulatorio que se exponen más adelante en este capítulo es consciente del hecho de que una ley o reglamento no puede contradecir las leyes y reglamentos que le preceden en jerarquía, la cual es como se muestra en la siguiente figura:



Figura 3.1. Jerarquía legal que afecta el mercado de almacenamiento de energía en México. Fuente: elaboración propia.

El orden en que las leyes y regulaciones fueron modificadas y/o creadas para facilitar la reforma energética refleja su jerarquía, con la modificación de las leyes más importantes en primer lugar. La cronología del marco de trabajo regulatorio de la reforma energética es la siguiente:

- 2013: reforma constitucional para permitir la participación del sector privado en el mercado eléctrico (Congreso de la Unión, 2013). La reforma crea un mercado de electricidad. La transmisión y distribución permanecen bajo el control del estado.
- 2014: el Congreso Mexicano publica la Ley de la Industria Eléctrica (Congreso de la Unión, 2014). Esboza cómo trabajará el mercado eléctrico y define los roles de los participantes del mercado, el operador del sistema, el gobierno y el regulador.
- 2015: el Congreso Mexicano publica la Ley de Transición Energética (Congreso de la Unión, 2015). La ley regula la transición hacia el aumento en el uso de energía renovable.
- 2015: la Secretaría de Energía publica las Bases del Mercado Eléctrico (SENER, 2015). Las Bases del Mercado Eléctrico se encuentran en la más alta jerarquía de los documentos que, en conjunto, comprenden las Reglas del Mercado Eléctrico, seguidas de las Disposiciones Operativas del Mercado. La sección 1.5.1 de las Bases del Mercado Eléctrico proporciona más detalles sobre la jerarquía regulatoria de los documentos que comprenden las Disposiciones Operativas del Mercado.
- Manuales de Prácticas de Mercado ¹ (SENER, 2016-2019). Los manuales y todo lo que sigue detalla las operaciones del mercado.
- Guías Operativas.
- Criterios y Procedimientos de Operación.

Mientras que la Secretaría de Energía publicó la primera versión de las Reglas del Mercado Eléctrico (Bases del Mercado Eléctrico y Disposiciones Operativas del Mercado), todas las

¹ Los manuales se han publicado en diferentes ocasiones, pero todos están disponibles en el sitio web del operador: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ManualesMercado.aspx>



versiones y actualizaciones subsecuentes debe publicarlas la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (SENER, 2015²).

La jerarquía legal también contiene Reglamentos. A diferencia de las leyes, que son un producto de una rama legislativa, el poder ejecutivo del gobierno produce los Reglamentos. Hay tres tipos de Reglamentos en esta materia para efectos diferentes: (i.) regular la relación entre (Permisos) participantes del mercado y las instituciones reguladoras; por ejemplo, el Reglamento de la LIE (ii.) establecer reglas de planificación para el sistema eléctrico, como lo es el Reglamento de la LTE y (iii.) regular la organización y operación de instituciones involucradas como, por ejemplo, los Reglamentos orgánicos o organizacionales de la CENACE, SENER o CRE, que establecen las reglas no tanto para el mercado eléctrico, sino para las entidades que regulan el mercado..

En resumen, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) es la principal ley que rige la industria eléctrica, y la principal regulación son las Bases del Mercado y los Manuales de Prácticas de Mercado.

3.2.1 Marco legal existente con respecto al almacenamiento de energía

La mención directa del almacenamiento energético en el marco legal existente es limitada, aunque hay aspectos de la ley que pueden interpretarse como si abordaran dicho almacenamiento de manera indirecta. Por ejemplo, la LIE no menciona el almacenamiento energético, pero en su Artículo 12, fracción XXXVII, indica que la CRE es responsable de “expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional” (Congreso de la Unión, 2014).

Mientras que la LIE no menciona directamente el almacenamiento de energía sí define a los participantes del mercado eléctrico mexicano, los cuales solo pueden clasificarse como uno de los siguientes: generador, comercializador, suministrador, usuario calificado o un comercializador no suministrador (Congreso de la Unión, 2014³). En consecuencia, para que el almacenamiento de energía participe en el mercado eléctrico, necesita asumir una de estas calificaciones.

A continuación, se presenta una revisión de las leyes y reglamentos actuales, los cuales abordan directamente el almacenamiento energético.

3.2.2 La Ley de Transición Energética

De acuerdo con su primer artículo, el propósito de la Ley de Transición Energética (Congreso de la Unión, 2015), es regular el uso sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo al mismo tiempo la competitividad de los sectores productivos.

² Sección 1.5.5

³ Artículo 3, XXVIII



El Artículo 38 establece que el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes identificará, evaluará, diseñará, establecerá e implementará estrategias, acciones y proyectos en el campo de redes eléctricas, entre las cuales pueden considerarse las siguientes:

(Artículo 38), fracción IX: El desarrollo e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de energía y de tecnologías para satisfacer la demanda en horas pico.

El Artículo 79, fracción I, indica que la meta del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias es coordinar y realizar estudios y proyectos de investigación científica o tecnológica con instituciones académicas, de investigación, públicas o privadas, nacionales o extranjeras en materia de energía, energía eléctrica, energías limpias, energías renovables, eficiencia energética, emisiones contaminantes que la industria eléctrica genera, sustentabilidad, sistemas de transmisión, distribución y almacenamiento de energía, y sistemas asociados con la operación del sistema.

3.2.2.1 Regulaciones: Disposiciones administrativas de una naturaleza general

Las Bases del Mercado Eléctrico 3.3.21 (SENER, 2015) indican que “los equipos de almacenamiento de energía eléctrica deberán registrarse como Centrales Eléctricas y deberán ser representados por un Generador, observando lo siguiente:

- a) Estos Generadores podrán realizar ofertas para la venta de todos los productos que los equipos de almacenamiento sean capaces de producir, en los mismos términos que cualquier otra Unidad de central eléctrica.
- b) Asimismo, 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, asumiendo para tal efecto todas las responsabilidades que corresponden a las Entidades Responsables de Carga.
- c) Cuando un equipo de almacenamiento forma parte de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución, se deberá observar la estricta separación legal entre el Generador que represente el equipo en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Transportista o Distribuidor que utilice el equipo para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución, en los términos que defina la Secretaría de Energía. Asimismo, estos Generadores, Transportistas y Distribuidores se someterán a la regulación tarifaria que establezca la CRE”.

En resumen, la regulación indica que el almacenamiento debe clasificarse como generación.

También vale mencionar la sección 6.5.1 de las Bases del Mercado Eléctrico, la cual define los “Recursos de energía limitada”. Aunque la sección 6.5.1 no menciona específicamente el almacenamiento de energía, el inciso 4.2.8 del Manual de Costos de Oportunidad (descrito a continuación) identifica el almacenamiento de energía como un Recurso de energía limitada para efectos de modelar la asignación de unidades que hace el operador del sistema, el CENACE. En específico, la sección 6.5.1 indica:

“6.5.1 Entre los **Recursos de Energía Limitada** se incluyen los siguientes:

- a) Unidades hidroeléctricas con embalse, cuyas características se definen en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.



- b) Unidades térmicas con límites de emisiones periódicas, de acuerdo con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- c) Unidades térmicas con límites periódicos de disponibilidad de combustible o de consumo de combustible permitido, de acuerdo con el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.
- d) Los recursos de demanda controlable garantizados con límites contractuales para la energía interrumpida se podrán incluir en el mercado de SEGUNDA ETAPA de la implementación del mercado eléctrico mayorista

3.2.2.2 Manuales de Prácticas de Mercado

Manual de Costos de Oportunidad (SENER, 2017)

En el primer capítulo, inciso 1.3.13, el manual define el equipo de almacenamiento de energía (el cual deberá registrarse como central eléctrica) como un “sistema capaz de almacenar una cantidad específica de energía para liberarla cuando se requiera en forma de energía eléctrica. Entre estos sistemas se incluyen, entre otros⁴ las centrales de re-bombeo, las centrales que operan con base en aire comprimido almacenado en cavernas o en algún otro medio, las baterías electroquímicas y las centrales que operan con base en el almacenamiento de hidrógeno o gas sintético que se produce a partir de hidrólisis del agua, utilizando la energía excedente de fuentes renovables de energía”.

Inciso 2.4.1: El CENACE⁵, operador del sistema, “clasificará como **Recursos de Energía Limitada** a los equipos de almacenamiento de energía⁶, de conformidad con los siguientes criterios:

En el Sistema Interconectado Nacional, el Equipo de almacenamiento de energía tendrá una capacidad mayor que o igual a 20 MW y una capacidad de almacenamiento mayor que o igual a 80 MWh.

En Baja California y Baja California Sur, el Equipo de almacenamiento de energía tendrá una capacidad mayor que o igual a 10 MW y una capacidad de almacenamiento mayor que o igual a 40 MWh.

Inciso 2.4.2: “El CENACE establecerá una Guía operativa⁷ que indicará cómo se representará el equipo de almacenamiento de energía en los modelos de optimización del mercado energético a corto plazo. La Guía abordará los aspectos siguientes:

- a) Parámetros relacionados con capacidad, límites operativos y eficiencias de la carga y descarga de ciclos;

⁴ Esta es una lista indicativa, mas no exhaustiva, de tecnologías relevantes.

⁵ El Operador del sistema mexicano se conoce como CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).

⁶ De acuerdo con la Base del mercado 6.5.1, el apartado Recursos de energía limitada menciona “hidrogeneración con almacenamiento de agua limitado, generación térmica con restricciones de emisiones periódicas, generación térmica con acceso limitado al combustible y (en la segunda etapa de la implementación del mercado eléctrico) demanda controlable garantizada”.

⁷ Al momento de redactar este documento, la Guía operativa aún no se publicaba.



- b) Los parámetros relacionados con las ofertas de los productos energéticos y servicios relacionados en el Mercado del Día en Adelanto (MDA);
- c) Variables de decisión;
- d) Restricciones sobre productos ofrecidos durante la carga;
- e) Restricciones sobre los productos ofrecidos durante la descarga;
- f) Restricciones sobre productos ofrecidos cuando no se carga ni se descarga;
- g) Límites energéticos almacenados;
- h) Restricciones sobre modos de paro, carga y descarga; y
- i) Costos de transición entre modos”.

El diagrama siguiente coloca al mercado energético a corto plazo (mencionado en el Inciso 2.4.2) en el contexto del mercado energético mayorista (MEM):

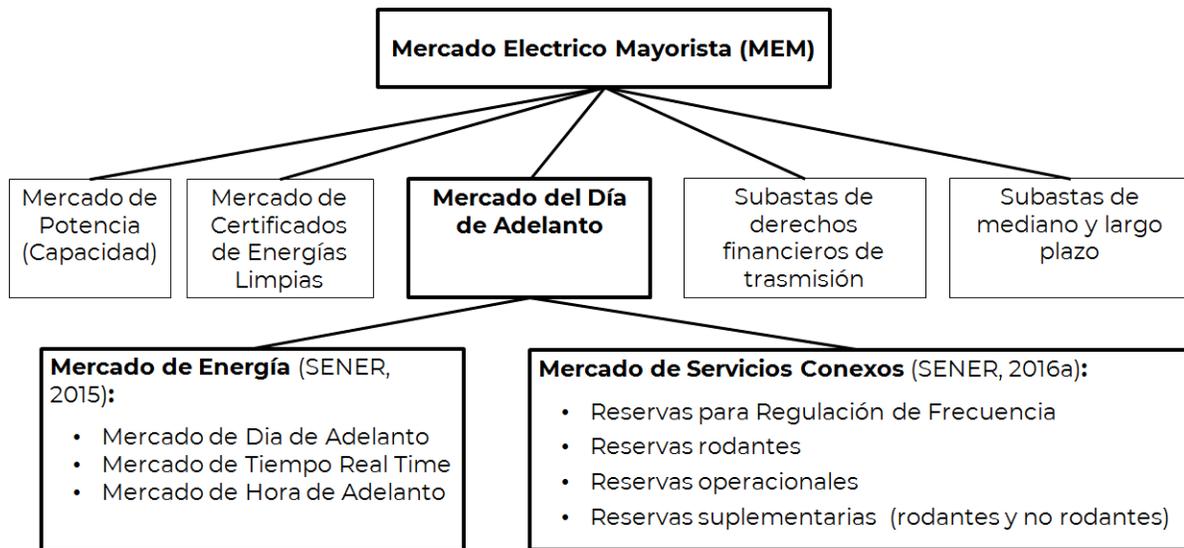


Figura 3.2. Composición del Mercado Energético Mayorista mexicano. Fuente: elaboración propia.

Inciso 2.4.3: “El Participante del Mercado que representa el equipo de almacenamiento de energía que no se clasifica como **Recursos de Energía Limitada** debe presentar sus ofertas de venta directamente en el Mercado energético a corto plazo, como cualquier otra Unidad de central eléctrica, de acuerdo con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Tabla 3.1. Clasificación del Equipo de Almacenamiento de energía (fuente: Manual de costos de oportunidad).

Equipo de Almacenamiento de energía	Recurso de Energía Limitada	Fundamentos	Tipo de participación
Equipo que no puede optimizarse (o ser despachado por el CENACE)	No	El participante del mercado programa los ciclos de carga y descarga	No despachable por el CENACE



Equipo de Almacenamiento de energía	Recurso de Energía Limitada	Fundamentos	Tipo de participación
Almacenamiento con una capacidad de 10MW o más, capaz de proporcionar 40MWh de energía eléctrica en Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS)	Sí	Almacenamiento de energía en BCA y BCS	Despachable, con base en el costo de oportunidad
Almacenamiento con una capacidad de 20MW o más, capaz de proporcionar 80MWh de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	Sí	Almacenamiento de energía instalado en el SIN	Despachable, con base en el costo de oportunidad

Inciso 4.2.8: “El CENACE debe modelar las limitaciones asociadas con los Recursos de Energía Limitada en el modelo AU-CHT⁸ (modelo de asignación de unidades del CENACE). Los Recursos de Energía Limitada incluyen unidades hidroeléctricas con Embalse, las unidades térmicas con limitaciones sobre disponibilidad de combustible, además de Recursos de demanda controlable garantizados, Equipo de almacenamiento de energía y unidades termoeléctricas con limitaciones de emisión periódica. Estas restricciones las definirá el CENACE para cada día del horizonte de Planificación operativa a Corto Plazo”.

Inciso 4.3.2: “El CENACE deberá reportar diariamente el proceso de Asignación de Unidades de centrales eléctrica de Horizonte Extendido para los siguientes siete días de los tres sistemas interconectados. El CENACE publicará los resultados de dicha asignación en el área certificada del Sistema de Información del Mercado antes del cierre de recepción de ofertas del Mercado del Día en Adelanto. La publicación deberá contener:

Subsección 4.3.2 (g) Cantidades de energía diaria, en MWh que los Equipos de almacenamiento de energía aportarán al sistema;

Inciso 4.3.2 (h) Precio sombra, en \$/MWh, asociado con la energía aportada al sistema por el Equipo de almacenamiento de energía”.

El Capítulo 5, Costos de Oportunidad, proporciona los ejemplos 5.6 y 5.7 sobre cómo se calcula el costo para el almacenamiento de energía. Dichos ejemplos⁹ aparecen en el Apéndice I e involucran la optimización de Lagrange del excedente social bajo las restricciones de almacenamiento. Las restricciones de almacenamiento mencionan la capacidad de almacenamiento, los costos operativos, la cantidad de energía que puede proporcionar un sistema de almacenamiento (que, en el caso de una batería, se determina por qué tan cargada se encuentra una batería), el tiempo durante el cual el sistema puede proporcionar energía, etc. Los cálculos del costo de oportunidad consideran la diferencia máxima entre los precios esperados de electricidad y los costos de proporcionar electricidad.

⁸ Modelo de Coordinación Hidrotérmica y Asignación de Unidades con Aspectos de Seguridad (AU-CHT).

⁹ Manual de Costo de Oportunidad, Capítulo 5 “Costos de Oportunidad”, pág. 39 – pág. 44 , Recuperado de: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Costos%20de%20Oportunidad%20D%20F%202017%2010%2016.pdf>



Inciso 7.1.1: El presente Manual entrará en vigor a partir de los 180 días posteriores a su publicación en el Diario Oficial de la Federación y deberá observar las siguientes disposiciones transitorias:

Inciso 7.1.1 (b) En tanto no haya Precios Sombra publicados, el CENACE deberá realizar la planeación óptima de los Recursos de Energía Limitada utilizando los modelos que garanticen la eficiencia económica del sistema;

Inciso 7.1.1 (d) Mientras los Recursos de Demanda Controlable Garantizada y los Equipos de Almacenamiento de Energía no alcancen capacidades agregadas que sean significativas, no se considerarán en la Planeación Operativa de Mediano Plazo. El CENACE determinará cuando dichas capacidades sean significativas y en tal caso, emitirá la Guía Operativa correspondiente.

Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo (SENER, 2016a)

Inciso 2.9.1 (a) “Las Entidades Responsables de Carga¹⁰ deberán estar acreditadas en los términos del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado para operar y para presentar Ofertas de Compra en el Mercado del Día en Adelanto y deberán utilizar los formatos que el CENACE establezca para tal efecto. Asimismo, los Generadores podrán hacer Ofertas de Compra en las Centrales Eléctricas, cuando éstas estén debidamente registradas, a fin de suministrar los usos propios de dichas Centrales Eléctricas u operar equipos de almacenamiento. Las referencias a los Centros de Carga y las Entidades Responsables de Carga, para propósitos de Ofertas de Compra, incluyen estas Centrales Eléctricas y sus representantes”.

Manual del Mercado para el Balance de Potencia¹¹ (SENER, 2016b)

Inciso 5.3.5 (d): “Si la Unidad de central eléctrica firme tiene una limitante en el número de horas consecutivas que puede operar a su capacidad máxima (por ejemplo, sistemas de almacenamiento con limitaciones de almacenamiento y profundidad de descarga, centrales hidroeléctricas con limitaciones de almacenamiento en embalses, centrales de diésel con limitaciones de almacenamiento de combustible), se considerará que la Unidad de central eléctrica firme tiene limitaciones de operación continua y quedará sujeta a lo siguiente:

Inciso 5.3.5 (d) (iv) Para efectos de la acreditación de Potencia según este Manual, las Unidades de centrales eléctrica firmes que requieran suministro de la red eléctrica para almacenar energía, deberán tener condiciones para operar a su capacidad máxima por un mínimo de seis horas consecutivas; el resto de las Unidades de centrales eléctricas firmes deberán tener la capacidad de operar a su capacidad máxima por un mínimo de tres horas consecutivas. Las Unidades de centrales eléctrica Unidades de centrales eléctricas que no cumplan con estas condiciones no podrán acreditar Potencia según la figura de Unidades de centrales eléctrica

¹⁰ La Bases del Mercado Eléctrico 2.1.47 define a una Entidad Responsable de Carga como “Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación” (SENER, 2015).

¹¹ “Mercado para el Balance de Potencia” se traduce al inglés como “Capacity Market” y esto puede generar confusiones. Mientras que “potencia” en español significa literalmente “power” en inglés, en este caso hace referencia a capacidad y no a electricidad. A partir de esto, la consecuencia es que “potencia” se traducirá como “capacity” y no “power” y “Mercado para Balance de Potencia” debe traducirse como “Capacity Market”.



firmes, aun cuando se registren con estatus de firme. A fin de que operen bajo la responsabilidad de sus representantes, estas Unidades soloso solo podrán acreditar Potencia si se registran con el estatus de intermitente no-despachable, en cuyo caso se evaluarán bajo los criterios aplicables a las Unidades de centrales eléctrica intermitentes”.

Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado (SENER, 2016c)

Inciso 2.1.2 (b) “En la PRIMERA ETAPA del Mercado Eléctrico Mayorista, las actividades del Generador en dicho mercado se limitarán a:

Inciso 2.1.2 (b) (iii) presentar ofertas de compra en el Mercado de Energía de Corto Plazo para satisfacer las necesidades propias de las Centrales Eléctricas que represente u operar equipos de almacenamiento”.

Inciso 2.2.10: “Activos físicos en el Mercado mayorista

Los licenciarios de estos equipos de almacenamiento podrán participar en el Mercado eléctrico mayorista y se deberán registrar como Participante del mercado en modalidad de Generador. Los equipos referidos se deberán registrar en el Mercado Eléctrico Mayorista bajo la figura de Centrales Eléctricas”.

Inciso 2.3.6: Los licenciarios de estos equipos de almacenamiento podrán ser representados en el Mercado eléctrico mayorista por un Generador que no cuente con participación en dichos equipos. Los equipos referidos se deberán registrar en el Mercado eléctrico mayorista bajo la figura de Centrales eléctricas. El registro y operación de los activos de almacenamiento considerados parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución se sujetará a la regulación que emita la CRE”.

Inciso 4.2.6 “Procedimiento de captura inicial y actualización de información de la Central eléctrica en el Módulo de registro del Mercado eléctrico mayorista: el Participante del Mercado deberá iniciar una sesión en el SIM¹² e ingresar al Módulo de registro y, posteriormente, a la sección de Registro de activos, para capturar la información general, así como parámetros de referencia y parámetros técnicos de la Central eléctrica y de las Unidades de central Eléctrica, de acuerdo con lo siguiente. En el caso de las Unidades de Propiedad Conjunta, toda la información contenida en este numeral se registrará por el representante principal de la unidad, excepto donde se declara explícitamente que algún parámetro sea registrado por los representantes no principales”.

Inciso 4.2.6 (C) “Tipo de tecnología de la Central eléctrica. Se selecciona alguna de las siguientes opciones.”

Inciso 4.2.6 (C) (XIV) “Equipo de almacenamiento”

Inciso 4.2.6 (J) “Capacidad de consumo de equipos de almacenamiento. El Participante del mercado que representa equipos de almacenamiento, deberá registrar (en MW) la capacidad de consumo y la demanda máxima en KW de dichos equipos”.

Inciso 4.4.3: Podrán remitir dicha solicitud los Participantes del mercado en la modalidad de Suministrador de servicios básicos, Suministrador de servicios calificados, Suministrador de último recurso y Usuario calificado participante del mercado. Un Participante del mercado con

¹² Sistema de Información del Mercado



modalidad de Generador podrá registrar Centros de carga si es un Generador de intermediación o bien, para registrar sus instalaciones para usos propios o equipos de almacenamiento como Centros de carga”.

3.2.2.3 Estrategia de la Ley de Transición Energética

En 2016 se publicó la Ley de Transición Energética (Congreso de la Unión, 2015). Los Artículos 4, 5, 7, 8, 14, 18, 21, 24, 25, 26 y el Capítulo III son algunas de las instancias en donde la ley hace referencia a una estrategia para promover el uso de combustibles y tecnologías más limpias. El artículo transitorio quince de dicha ley indica que esta estrategia debe publicarse dentro del periodo de un año a partir de la publicación de la Ley de Transición Energética.

En 2016, la SENER publicó un Acuerdo que detallaba la primera estrategia (SENER, 2016g) que la nueva administración (la cual comenzó en enero de 2019) no ha hecho actualizaciones sobre el tema al momento de redactarse el presente documento, y esto hace que este sea aún un enfoque que prevalece hacia combustibles y tecnologías más limpias.

El Acuerdo reconoce la importancia de las baterías, no solo a nivel de generación distribuida (Inciso 3.1.3.3), sino para el país en su totalidad en términos de seguridad energética y el logro de las metas en materia de cambio climático por medio de la facilitación de tecnologías de generación renovable (Inciso 3.1.3.3.3). También se reconoce la oferta de baterías para servicios y su rol potencialmente integral en la estabilidad y confiabilidad de la red.

El Capítulo 7 de este Acuerdo lista las políticas y acciones hacia la transición energética. Hay tres líneas de acciones:

- Uso eficiente de energía
- Explotación de energías limpias
- Desarrollo de infraestructura integral

El desarrollo del almacenamiento de energía se agrupó debajo del rubro “desarrollo de infraestructura integral”. Las acciones específicas asociadas con el almacenamiento energético se esbozan en las tablas siguientes.

Tabla 3.2. Especificaciones relacionadas con el almacenamiento energético en la Ley de Transición Energética. Fuente: Tabla 17. Acciones en almacenamiento energético (SENER, 2016g)

Categoría	Líneas de acción
Política pública y reglamentos	Desarrollar reglamentos específicos en el Código de red para la interconexión de sistemas de almacenamiento energético. Reconocer en las Bases del Mercado eléctrico las características especiales del almacenamiento de energía relacionadas con su contribución de servicios conexos, considerando las necesidades y oportunidades de la red para su integración. Desarrollar reglamentos específicos para la construcción, el desempeño y la remoción de sistemas de almacenamiento energético.
Instituciones	Desarrollar una Hoja de ruta que identifique objetivos convergentes, necesidades, retos y prioridades para la implementaciónla implementación de sistemas de almacenamiento energético.



Categoría	Líneas de acción
	Información del Mercado público de electricidad que facilita el modelado de los sistemas de almacenamiento energético.
Recursos humanos y capacidad técnica	Integrar el tema del almacenamiento energético en el Programa estratégico para la capacitación de recursos humanos en el tema de la energía.
Mercados y Financiación	Promover el desarrollo de modelos de negocios que impulsarán la tecnología y crearán productos y servicios para la cadena de valor de almacenamiento energético
Investigación, Desarrollo e Innovación	Promover la inversión del sector energético a la investigación y desarrollo, estudios, proyectos de investigación e innovación del almacenamiento energético. Promover la colaboración nacional e internacional en la investigación, el desarrollo e innovación en tecnologías del almacenamiento, considerando los acuerdos de colaboración presentes como Innovación en la misión.

Tabla 3.3. Indicadores de desempeño de la Estrategia de la Ley de Transición Energética en el área de almacenamiento energético. Fuente: Tabla 18. Tabla de indicadores de la Estrategia y sus bases (SENER, 2016g)

Almacenamiento energético	
Indicador	Base
Aumento en capacidad de almacenamiento debido a la energía renovable	Capacidad de almacenamiento instalada como función de la capacidad energética intermitente instalada (solar y eólica). Año base (2016): 0% Fuente: SENER
Aumento en la capacidad de almacenamiento total	Capacidad de almacenamiento instalada total. Año base (2016): <5 MW Fuente: SENER

El Acuerdo termina con conclusiones y recomendaciones (que no son legalmente vinculantes). Una de las conclusiones es transformar el sector energético de un sistema con grandes plantas centralizadas a uno que integre a pequeños generadores ubicados en los puntos de consumo, alimentados por energía limpia y respaldados por sistemas de almacenamiento. Esta conclusión se alinea con los compromisos internacionales de descarbonización de México.

Las recomendaciones se dirigen a la Administración Pública Federal y a agencias autónomas descentralizadas, la industria eléctrica en general y las empresas eléctricas paraestatales.

Las recomendaciones relacionadas con el almacenamiento de energía para la Administración Pública Federal y para agencias autónomas descentralizadas son el desarrollo de reglamentos específicos para tecnologías y servicios relacionados con el almacenamiento energético. Las recomendaciones para empresas eléctricas paraestatales y la industria eléctrica en general son conducir estudios y pilotar proyectos de almacenamiento piloto que sirvan para comprender el



costo-beneficio de las distintas tecnologías para la red eléctrica, la generación distribuida y el suministro aislado.

El 7 de febrero de 2020 se publica la actualización de Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética, en cuya Tabla 32 se confirman las acciones respecto del almacenamiento de energía (SENER, 2020).

3.2.2.4 Servicios conexos

Las leyes y regulaciones que aplican a los servicios conexos aplican para el almacenamiento eléctrico cuando ofrece dichos servicios.

El Artículo 3, XLIII de la LIE define los servicios conexos como “los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado”. (Congreso de la Unión, 2014).

La LIE también menciona en su Artículo 96 II que las Reglas del Mercado eléctrico deben determinar los procedimientos que permitirán comprar y vender servicios conexos incluidos en el mercado eléctrico mayorista y en el Artículo 138 V, y que la CRE determine las tarifas para servicios conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista.

Las Bases del mercado eléctrico indican que el operador del sistema CENACE debe procurar servicios conexos (SENER, 2015¹³), a saber:

- Regulación primaria (control de frecuencia)
- Reservas
 - Regulación secundaria
 - Reservas rodantes
 - Reservas no rodantes
 - Reservas operativas
 - Reservas suplementarias
- Control de voltaje y potencia reactiva
- Arranque de emergencia e interconexión a la red, que opera en modo isla

La Regulación primaria es un servicio obligatorio que deben proporcionar todas las Unidades de central eléctrica y el CENACE no la remunerará (SENER, 2015)¹⁴.

Los servicios conexos no incluidos en el MEM (control de voltaje y potencia reactiva, arranque de emergencia (o arranque autógeno) e interconexión a la red, que opera en modo isla) se remuneran mediante tarifas que establece la CRE (SENER, 2015)¹⁵.

¹³ Base 6.2.1

¹⁴ Base 6.2.5

¹⁵ Base 6.2.6



Es necesario que los participantes del mercado eléctrico adquieran servicios (servicios conexos incluidos en el mercado) cuyos requisitos se determinan por zona (SENER, 2015)¹⁶.

3.3 Identificación de barreras y facilitadores para el almacenamiento eléctrico en México

La creciente participación de fuentes de energías renovables intermitentes, que en parte impulsadas por los compromisos de descarbonización internacional, ha disparado el interés en los sistemas de almacenamiento eléctrico (ESS por sus siglas en inglés) tanto de sectores públicos como privados. Sin embargo, los ESS están enfrentando varios retos; estos se han abordado en varios grupos de trabajo que organizan las partes interesadas de la industria. A continuación, se resume el trabajo previo en la materia.

3.3.1 Trabajo previo

Esta sección revisa el trabajo que han hecho la Secretaría de Energía (SENER), el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el sector privado para identificar las barreras para el almacenamiento eléctrico en México. El énfasis es sobre las barreras, porque no hay habilitadores, más allá de las referencias legales antes mencionadas, que permitan que el almacenamiento opere bajo condiciones limitadas.

3.3.1.1 Grupo de trabajo de la SENER

En mayo de 2016, la SENER inició el Grupo de trabajo de almacenamiento de energía (SENER, 2016 d,e,f) encargado de producir recomendaciones y acciones a manera de aportaciones para la “Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios” (SENER y CONUEE, 2016). Dichas recomendaciones y acciones debieron articularse por medio del Consejo Consultivo para la Transición Energética. El Artículo 87 de la Ley de Transición Energética establece que el Consejo será el órgano permanente de consulta y participación ciudadana cuyo objeto es opinar y asesorar a la SENER sobre las acciones necesarias para dar cumplimiento a las Metas en materia de Energías Limpias y Eficiencia Energética. El grupo de trabajo se reunió para tres talleres y quedó integrado por los participantes de los sectores público y privado.

El Grupo de trabajo de almacenamiento de energía se centró en la identificación de barreras y los enmiendas correspondientes para el almacenamiento energético. El grupo tuvo cinco metas:

¹⁶ Base 10.4.3



- i. Analizar el estado actual de las tecnologías disponibles y las mejores prácticas internacionales relacionadas con el almacenamiento energético.
- ii. Evaluar el posible rol que pueden desempeñar las tecnologías de almacenamiento en el sistema energético nacional.
- iii. Identificar a los actores clave involucrados en el desarrollo de la política pública y la implementación de tecnologías de almacenamiento energético en México.
- iv. Definir acciones que tienen que hacerse (de acuerdo con un nivel alto, medio y bajo de prioridad) y por quienes (en corto, mediano o largo plazo).
- v. Sugerir instrumentos de política pública que facilitan la implementación, la investigación y el desarrollo y la asimilación de las tecnologías de almacenamiento energético disponibles.

El grupo tuvo dos metas globales: presentar un conjunto de acciones y recomendaciones como aportación para la “Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios” y crear un reporte sobre los prospectos de implementación de almacenamiento energético en México. Para este efecto, el grupo de trabajo debía identificar las condiciones necesarias para adoptar tecnologías de almacenamiento energético. El grupo se dividió en cinco subgrupos centrados en acciones necesarias para promover el almacenamiento, considerando cuestiones: 1) legales, 2) políticas, 3) económicas, 4) tecnológicas, 5) sociales y ambientales. El producto de cada subgrupo se centró en acciones y recomendaciones que promoverían el almacenamiento eléctrico.

3.3.1.2 Taller del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

En noviembre de 2018, el INEEL sostuvo un taller sobre prioridades de investigación nacional, desarrollo tecnológico y capacitación en el campo del almacenamiento energético. Se dividió a los participantes del taller en ocho grupos de trabajo:

1. El valor y los beneficios del almacenamiento energético.
2. Tecnologías de almacenamiento térmico.
3. Tecnologías de almacenamiento electroquímico y químico.
4. Tecnologías de almacenamiento eléctrico.
5. Tecnologías de almacenamiento mecánico.
6. Normas, certificación, marco regulatorio y políticas públicas.
7. Experiencias de la aplicación de los sistemas de almacenamiento.
8. Utilidad de los proyectos demostrativos.

Aunque el taller de INEEL se centró en los aspectos técnicos del almacenamiento energético y examinó a detalle los atributos de diferentes tecnologías de almacenamiento, también identificó un número de barreras para la implementación de los sistemas de almacenamiento.



3.3.1.3 Grupo de trabajo de la CRE

En 2018, la CRE organizó un grupo de trabajo compuesto de partes interesadas de los sectores público y privado para explorar maneras de integrar el almacenamiento energético en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El grupo consideró el marco regulatorio desde la perspectiva del sector privado e identificó varias barreras para la implementación del almacenamiento energético. El grupo se centró en soluciones regulatorias a corto plazo que pueden implementarse casi inmediatamente.

3.3.1.4 El Reporte “Almacenamiento eléctrico en México”

La Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), en conjunto con Gauss Energy, llevó a cabo un estudio “sobre la factibilidad técnica y comercial de integrar un Sistema de almacenamiento energético con baterías (BESS) a una central PV existente. La central PV es una extensión de 15 MWDC /10.5 MWAC de la central PV de 30 MWAC Aura Solar 1 cercana a La Paz en Baja California Sur, México” (GIZ, 2019).

El reporte considera el actual marco regulatorio mexicano en su desarrollo de escenarios comerciales para el almacenamiento de baterías para generar ganancias adicionales para la central PV. Aunque el reporte no nombra ninguna barrera regulatoria en sí por el marco regulatorio, sí menciona que la “prestación de los servicios conexos mediante un BESS actualmente no tiene factibilidad económica debido a la falta de claridad en la situación del mercado”¹⁷.

En términos generales, la última sección del reporte, que se basa en experiencias internacionales, describe cómo los gobiernos pueden fomentar o entorpecer la implementación del almacenamiento energético.

3.3.2 Revisión de barreras y pasos siguientes

Aunque los grupos de trabajo se organizaron de manera independiente e incluyeron a participantes diversos, produjeron un número de conclusiones comparables con base en supuestos similares. En específico, todos los grupos de trabajo adoptaron tres hipótesis implícitas:

1. **Los beneficios del almacenamiento eléctrico exceden los costos de almacenamiento.** Este supuesto es un prerrequisito para cualquier discusión importante sobre el almacenamiento eléctrico, en donde los términos “costos” y “beneficios” pueden comprender numerosas dimensiones relevantes: financieras, socioeconómicas, ambientales, estratégicas, etc. Algunos de los beneficios mencionados durante los talleres sugirieron que el almacenamiento:

¹⁷ Reporte Gauss, pág. 51



- Promovería las energías renovables al reducir la intermitencia y fortalecer su razón de ser tanto técnica como económica.
 - Reduciría el precio de la electricidad por medio de la nivelación de picos, reduciría los subsidios en tarifas eléctricas agrícolas y domésticas y promovería el desarrollo de la industria del almacenamiento.
 - Reduciría emisiones de gas invernadero.
 - Proporcionaría flexibilidad y confiabilidad a la red mientras le dota de fortaleza técnica.
 - Promovería la generación distribuida y el acceso a la energía para comunidades aisladas
2. **La inversión en almacenamiento deberá correr por cuenta de los generadores de electricidad.** Un número abrumador de sugerencias de los grupos de trabajo se centró en cambios regulatorios que generarían condiciones de mercado favorables para inversión por parte de los participantes del mercado. En este caso, “participantes del mercado” significa ampliamente todos los participantes del mercado que tienen que competir entre ellos, incluyendo la paraestatal CFE.
3. **Los sistemas de almacenamiento deben integrarse a la red mediante el mercado eléctrico.** Este punto es resultado del anterior.

Del mismo modo, la revisión de las barreras para la implementación del almacenamiento se consideró desde la perspectiva de los obstáculos para el mismo.

Todos los grupos de trabajo han identificado al marco regulatorio inadecuado como la barrera principal para el almacenamiento. Como no hay ninguna regulación que se centre específicamente en el almacenamiento, y la regulación general existente estaría incompleta:

- No hay claridad sobre cómo el CENACE representaría el almacenamiento en el modelo de optimización del mercado a corto plazo, porque las guías aún no se han publicado.
- No está claro cómo el almacenamiento puede ofrecer servicios conexos no incluidos en el mercado ni la metodología de la remuneración usada para pagar por dichos servicios.
- La incertidumbre de si la adquisición de servicios conexos aplica para el almacenamiento.
- Bajo el reglamento actual, no hay ningún mercado (ni tarifa) para la respuesta rápida de la frecuencia, un servicio que el almacenamiento puede ofrecer a la red.
- No hay guías de conexión eficiente de almacenamiento para la red.
- No hay ninguna regulación clara sobre normas ambientales, de seguridad o de eficiencia para almacenamiento, hay códigos de construcción ambiguos, etc.
- El trato regulatorio del almacenamiento en términos de impuestos al carbono y certificados de energía limpia (CEL) no está claro.
- El marco regulatorio no proporciona una certidumbre de ganancias a largo plazo asociada con la inversión en el almacenamiento.

Otras barreras para el almacenamiento que los participantes de los talleres identificaron incluyen:

- Costo alto de almacenamiento.
- Conocimiento limitado del impacto de la generación renovable variable en la red.



- Falta de incentivos de inversión para su despliegue.

El aspecto social del almacenamiento energético sigue sin abordarse en el contexto regulatorio. Resulta curioso, porque puede decirse que el impulsor principal del almacenamiento energético es la proliferación de la energía renovable intermitente, impulsada por la inquietud social del cambio climático. En breve, el almacenamiento energético genera beneficios para la sociedad que no se remuneran ni se abordan adecuadamente en la regulación existente. Después de resumir las barreras y los habilitantes del almacenamiento identificadas en las reuniones de los participantes de la industria, expondremos un caso para reconocer los beneficios sociales en el marco regulatorio.

3.3.3 Barreras adicionales y pasos siguientes

Existen algunas barreras adicionales para la implementación del almacenamiento que no se mencionaron ni se trataron a detalle en los grupos de trabajo. Por ejemplo, la manera en que el almacenamiento puede participar en el mercado para el balance de potencia puede percibirse como una desventaja comparativa.

Antes de discutir cada almacenamiento energético en el contexto del mercado para el balance de potencia, puede resultar beneficioso revisar el Manual del mercado para el balance de potencia¹⁸ con mayor detalle. La sección quinta de dicho Manual (SENER, 2016b) describe la compensación del balance de potencia. El inciso 5.1.1 del Manual indica:

“La cantidad de Potencia que el CENACE acreditará a cada Recurso para efectos del Mercado para el balance de potencia (expresada en MW-año) corresponderá a la Capacidad Entregada por ese Recurso al Sistema Eléctrico Nacional (expresada en MW) durante el Año de producción”.

Los incisos 5.2 y 5.3 explican cómo se calcula la entrega de capacidad y disponibilidad de la producción física, respectivamente. El inciso 5.3.2 (d) indica:

“La Disponibilidad de Producción física horaria será calculada por el CENACE para cada Hora crítica y de manera distinta para las Unidades de propiedad conjunta, las Unidades de central eléctrica intermitentes, las Unidades de central eléctrica firmes y los Recursos de demanda controlable garantizada de conformidad con (...) los numerales 5.3.3, 5.3.4, 5.3.5 y 5.3.6, y observando las disposiciones siguientes:

- “(a) Antes de calcular la Disponibilidad de Producción física horaria, cada Unidad de central eléctrica deberá ser clasificada como intermitente o firme con base en las reglas aquí establecidas”:

¹⁸ En español, “Mercado para el Balance de Potencia” se traduce literalmente al inglés como “Power Balance Market”, lo cual puede generar confusiones porque hace referencia a un mercado de balances de potencia y no a la comercialización de potencia, como se explica en la nota al pie 11. La capacidad se mide en MW y hace referencia al volumen de electricidad que puede generarse. Puede pensarse que es como el diámetro de un ducto. El mercado eléctrico hace referencia a la potencia activa, medida en MWh, y puede pensarse que es como el agua que fluye por el ducto. Al ser mayor el diámetro del ducto, será mayor la cantidad de agua que puede fluir a través de este.



(ii) Recurso de energía limitada: cualquier Unidad de central eléctrica considerada como recurso de energía limitada, de conformidad con la Base 6.5.1, se clasificará como intermitente para propósitos de la acreditación de Potencia si se requiere que la restricción de generación limitada de dicho recurso sea gestionada por el CENACE en un ciclo diario, semanal o mensual de conformidad con la Base 6.5.8, o por otra entidad, de ser aplicable, con el fin de lograr la optimización de los recursos de energía limitada. Ejemplos de dichas limitaciones son la limitación mínima y la limitación máxima de reserva para centrales hidroeléctricas (energía almacenada). Si una Unidad de central eléctrica se considera un recurso de energía limitada de conformidad con la Base 6.5.1 pero se gestiona en un ciclo estacional, anual o multianual, se clasificará como firme.

(iii) Otros recursos: cualquier Unidad de central eléctrica que no se encuentre comprendida en alguna de las dos reglas anteriores será clasificada como firme”.

En términos de compensación de capacidad, los recursos intermitentes se remuneran para la capacidad ofrecida durante 100 horas críticas. El Inciso 5.3.4, “Disponibilidad de Producción física horaria para Unidades de central eléctrica intermitentes”, indica que:

- “(a) La Disponibilidad de Producción física horaria de las Unidades de central eléctrica clasificadas como intermitentes se expresará en MW y corresponderá a la **cantidad física de energía aplicable a cada Hora crítica** para fines de liquidaciones de generación bajo las reglas del Mercado de energía de corto plazo, correspondiente a la energía entregada en el Punto de interconexión. Esa cantidad se reducirá por usos propios de energía antes de la entrega al Punto de interconexión, pero no se reducirá por cantidades comprometidas contractualmente (por ejemplo, no será neta de energía contratada) y no se ajustará tampoco por pérdidas de transmisión o distribución que pudieran ocurrir más allá del Punto de interconexión”.

Por el otro lado, las unidades firmes se remuneran de acuerdo con su disponibilidad. El Inciso 5.3.5 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, “Disponibilidad de Producción Física Horaria para Unidades de centrales eléctrica firmes”, indica que:

- “(a) La Disponibilidad de Producción física horaria de las Unidades de central eléctrica clasificadas como firmes corresponderá a su **disponibilidad máxima** para producir energía neta de usos propios y se calculará para cada Hora Crítica conforme a la fórmula siguiente: (...)
- (d) Si la Unidad de central eléctrica firme tiene una limitante en el número de horas consecutivas que puede operar a su capacidad máxima (por ejemplo, sistemas de almacenamiento con limitaciones de almacenamiento y profundidad de descarga, centrales hidroeléctricas con limitaciones de almacenamiento en embalses, centrales de diésel con limitaciones de almacenamiento de combustible), se considerará que la Unidad de central eléctrica firme tiene limitaciones de operación continua y se sujetará a lo siguiente:

(iii) Las Unidades de central eléctrica firmes con limitaciones de operación continua no podrán acreditar la Disponibilidad de Producción Física Horaria en un número de Horas Críticas consecutivas que rebasen sus limitaciones de operación continua. Se considerará que la Disponibilidad de Producción Física Horaria es cero para las Horas Críticas consecutivas que rebasen dichas limitaciones. Dicha reducción se realizará aun cuando la Unidad de central eléctrica firme no fuera despachada.



(iv) Para efectos de la acreditación de Potencia en los términos de este Manual, las Unidades de central eléctrica firmes que requieran el suministro de la red eléctrica para almacenar energía, deberán tener las condiciones necesarias para operar a su capacidad máxima por un mínimo de seis horas consecutivas; el resto de las Unidades de centrales eléctrica firmes deberán tener las condiciones necesarias para operar a su capacidad máxima por un mínimo de tres horas consecutivas. Las Unidades de centrales eléctrica que no cumplan con estas condiciones no podrán acreditar Potencia bajo la figura de Unidades de centrales eléctrica firmes, aun cuando se registren con estatus de firme. Para que se operen bajo la responsabilidad de sus representantes, estas Unidades solo podrán acreditar Potencia si se registran con estatus de intermitente no despachable, en cuyo caso se evaluarán bajo los criterios aplicables a las Unidades de centrales eléctrica intermitentes”.

El punto claro es que los recursos de almacenamientos enfrentan un conjunto de reglas más estricto para poder clasificarse como centrales eléctricas firmes (operación de seis horas consecutivas vs tres horas consecutivas) y no como recursos intermitentes. El almacenamiento clasificado como firme se remunera para su disponibilidad, no para su aprovechamiento. Del mismo modo, un recurso intermitente no recibe pagos por disponibilidad por sí solo, sino por la capacidad utilizada durante 100 horas críticas para suministrar energía. En otras palabras, si la capacidad que ofrece una central firme coincide con las horas críticas, recibirá el pago de capacidad correspondiente al número de horas críticas en que estuvo disponible, sin importar si produjo electricidad durante dicho tiempo.

Por otro lado, la capacidad intermitente solo se remunera en proporción a las horas críticas durante las cuales proporcionó el servicio. Esto puede considerarse como una barrera innecesaria para la entrada porque, de acuerdo con el pronóstico del CENACE para 2019 para horas críticas, el 66% se compuso de tres horas consecutivas, o menos, y el 78% fueron 4 horas consecutivas o menos (CENACE, 2020).

También es importante enfatizar que el término “Mercado para el balance de potencia” es distinto al mercado energético, en donde las partes compran y venden electricidad con señales de precio inmediatas en respuesta a los cambios en demanda o suministro. El precio de capacidad determinado por 100 horas críticas en el Mercado para el balance de potencia es desconocido hasta febrero del año entrante, cuando el CENACE calcula y publica la tarifa de capacidad por MW en cada sistema eléctrico (Baja California, Baja California Sur y SIN). No existe virtualmente ninguna señal del precio del Balance de potencia entre febrero de un año y el otro. En otras palabras, los participantes del mercado ofrecen capacidad al mercado sin saber cuánto recibirán como pago o si, en el caso del almacenamiento, dicha capacidad no se ofrece durante 100 horas críticas.

También resulta confuso asumir que 100 horas críticas coinciden con los precios altos del mercado y, por lo tanto, representan periodos de tiempo durante los cuales los proveedores de almacenamiento ofrezcan probablemente energía al mercado (es decir, probabilidad de que se les pague por el balance de potencia). Esto es porque 100 horas críticas no se determinan con los precios de la energía, sino con la brecha mínima del balance de potencia excedente o las diferencias mínimas entre la demanda y la oferta durante el año. Dichas diferencias pueden coincidir con demanda y precios altos, pero no necesariamente. La tabla siguiente indica la hora del día durante el cual el CENACE esperó que ocurrieran las horas críticas. Casi el 40% de las



veces, las horas críticas son entre las 11 p.m. y 5 p.m., horas que no se asocian tradicionalmente con la demanda pico¹⁹.

Tabla 3.4. Pronóstico 2018 del CENACE de las horas críticas de 2019. Fuente: CENACE, 2020

Inicio de la hora crítica:	00 a.m.	2 p.m.	3 p.m.	4 p.m.	5 p.m.	6 p.m.	7 p.m.	8 p.m.	9 p.m.	10 p.m.	11 p.m.
Frecuencia	8	1	1	2	3	1	20	4	9	27	24

En resumen, hay dos barreras interrelacionadas para el mercado de capacidades para la participación del mercado. La primera barrera se relaciona con condiciones más estrictas que enfrenta el almacenamiento (en comparación con la generación convencional) que se clasificará como capacidad firme. Tener más dificultad para clasificarse como capacidad firme genera dificultad para recibir un pago por disponibilidad. Así, la segunda barrera derivada de la primera hace referencia al hecho de que, mientras que la capacidad firme se remunera por disponibilidad, la capacidad intermitente no. Esto puede considerarse como un desincentivo para la inversión en almacenamiento.

Adicionalmente, vale la pena notar que las subastas de largo plazo que adquieren balance de potencia de la central se dirigen a la generación convencional y, en consecuencia, no especifican los límites para la provisión de potencia. Esta es otra barrera para la participación del almacenamiento completo en los mercados de energía, en especial porque los contratos a partir de las subastas de largo plazo proporcionan una seguridad relativa a largo plazo a partir de la volatilidad del mercado.

Finalmente, desde una perspectiva general, los obstáculos para la implementación del almacenamiento eléctrico en México pueden agruparse en barreras comerciales, de mercado y regulatorias.

Barreras comerciales

La barrera comercial más común trata con el alto costo de los propios sistemas de almacenamiento eléctrico. Un sistema de almacenamiento eléctrico tiene que ganar lo suficiente para:

- Pagar la electricidad que ha almacenado (que implica pagar no solo el costo de la electricidad, sino el costo del balance de potencia usado para producir electricidad).
- Pagar el costo de transmisión de la electricidad usada para cargar la instalación de almacenamiento.

¹⁹ Desde el último domingo de octubre hasta el sábado que precede al primer domingo de abril, la CFE define las horas pico entre las 6 p.m. y 10 p.m. y de 8 p.m. a 10 p.m. por el resto del año. En California, las horas pico son entre las 4 p.m. y 9 p.m. https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=HM. y <https://www.energyupgradeca.org/time-of-use-faqs/#:~:text=The%20peak%20demand%20period%20is,of%20business%20during%20this%20time>.



- Pagar la infraestructura de almacenamiento.
- Pagar las pérdidas de energía.
- Obtener un retorno suficiente para hacer que sea atractiva la inversión en almacenamiento.

En consecuencia, para superar los obstáculos comerciales, es esencial tener una estructura de mercado y marco regulatorio favorables.

Barreras financieras

Actualmente no hay ningún marco financiero para almacenar electricidad a escala de la red en México. No hay incentivos fiscales para el almacenamiento a escala de la red ni hay mecanismos financieros que se dirijan específicamente hacia el almacenamiento. En contraste, existen incentivos fiscales para la generación renovable. De forma específica, el Artículo 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta indica las deducciones máximas relacionadas con activos fijos; en su inciso XIII, indica que “100% para maquinaria y equipo para la generación de energía renovable o energía de cogeneración eficiente” es deducible.

Diversos países tienen tipos diferentes de incentivos para promover la energía renovable. Mientras que Australia tiene incentivos fiscales, en el Reino Unido el gobierno instaló un Incentivo de Calor Renovable que proporciona un apoyo financiero para el propietario del sistema de calentamiento renovable durante siete años.

Barreras del mercado

argumentase puede argumentar que la estructura actual del mercado mexicano no es favorable para el almacenamiento energético. La metodología de remuneración para los servicios conexos regulados no se define y el mercado para servicios conexos incluido en el mercado eléctrico mayorista es a corto plazo.

Una estructura de mercado a corto plazo no favorece las inversiones intensivas de capital, lo cual explica por qué no hay centrales eléctricas comerciales en México. La volatilidad de las ganancias asociadas con el mercado a corto plazo representa demasiado riesgo para un inversionista potencial; por eso, todos los productores independientes en México tienen un contrato a largo plazo con la CFE o un cliente del sector privado que ancla de manera parcial o total su inversión. Se argumenta que los sistemas de almacenamiento representan inversiones igualmente intensivas en capital que probablemente no se materialicen a menos que haya disponible alguna seguridad de ganancias asociada con los contratos a largo plazo.

También se puede argumentar que hay un problema en donde, quienes se benefician de externalidades positivas asociadas con el almacenamiento eléctrico no pagan por las mismas, como es el caso de precios energéticos reducidos debido a la reducción de la congestión, reducción en la inversión de la infraestructura de transmisión y la reducción del uso de las centrales de emergencia. Bajo condiciones regulatorias y de mercado ideales que no monetizan externalidades positivas asociadas con el almacenamiento tendría *ceteris paribus* como resultado una falta del suministro del almacenamiento.



Barreras regulatorias

La barrera más citada para la implementación del almacenamiento energético en México es el marco regulatorio deficiente que no permite el aprovechamiento de todos los servicios que puede ofrecer el almacenamiento energético de manera técnicamente capaz. Las deficiencias del marco regulatorio varían de evitar que se ofrezcan servicios conexos a crear barreras de mercado creando requisitos de capacidad de almacenamiento cuestionablemente excesivos (mín. 20 MW para poder ofrecer disponibilidad de capacidad en contraste con solo recibir una remuneración si la central opera en realidad durante las 100 horas críticas), a establecer normas de interconexión o guías ambientales claras específicamente para los sistemas de almacenamiento.

El marco regulatorio actual, específicamente las Bases del Mercado eléctrico 3.3.21 (SENER, 2015), eliminan virtualmente la posibilidad del almacenamiento de electricidad independiente al requerir que el almacenamiento asuma todas las responsabilidades de un centro de carga y todas las responsabilidades de un generador, lo que genera pagos dobles. Actualmente en México, la generación paga 30% del costo de transmisión y la carga paga 70%. Por ejemplo, una central que suministra un MWh directamente a un cliente pagará 30% del costo de transmisión cuando se inyecta 1MWh en la red y el cliente pagará 70% (30%+70%=100%). Si el mismo MWh viaja a través del almacenamiento, la central pagará 30% del costo de transmisión cuando el 1MWh se inyecte a la red y el almacenamiento pagará 70% cuando lo reciba. Si, cinco minutos después, el almacenamiento inyecta ese MW en la red para enviarlo al cliente, ahora pagará 30% del costo de transmisión y el cliente pagará 70%, siendo el resultado un pago de 200% para costos de transmisión (30% del generador que inyecta + 70% del almacenamiento que recibe + 30% del almacenamiento que inyecta + 70% del usuario final que recibe = 200%). En términos simples, el mismo MWh tendrá como resultado un 200% de los costos de transmisión si pasa por el almacenamiento, en comparación con que se envíe directamente al cliente, incluso si enviar dicho MWh mediante el almacenamiento puede reducir la congestión, aumentar la confiabilidad de la red o posponer inversiones en infraestructura de transmisión. Si un cliente se encuentra al nivel de distribución, además de pagar el doble por transmisión, también habrá un pago doble para la distribución. De igual forma, habría un doble pago por CELs, una vez pagado por el almacenamiento independiente y una vez pagado por el cliente, nuevamente para el mismo MWh de electricidad.

Clasificar el almacenamiento de electricidad como generación genera un número de barreras adicionales para la implementación del almacenamiento, porque dicha clasificación no reconoce las restricciones de tiempo a las que se sujeta la mayoría de las tecnologías de almacenamiento. En consecuencia, si los periodos de tiempo para la provisión del servicio no se definen, la generación convencional tiene más probabilidad de ganar subastas de capacidad (o cualquier otro mecanismo competitivo para proporcionar balance de potencia) que las tecnologías de almacenamiento, cuyo tiempo de respuesta más rápido y preciso no está reconocido. Adicionalmente, clasificar el almacenamiento como generación evita que transmisión o distribución inviertan en tecnología de almacenamiento porque, independientemente de qué tan beneficioso puede ser para el sistema, no se reconocerá como un activo de transmisión o distribución debido a la separación legal estricta entre generación y otros participantes del mercado.

También es importante resaltar que el mercado para el balance de potencia no está regionalizado. En otras palabras, el sistema eléctrico continental se trata como un área para efectos del mercado para el balance de potencia. Se asume que la diferencia en los precios de congestión entre los nodos indicará carencia en el balance de potencia. Dicha diferencia en



precio puede relacionarse con una capacidad de transmisión limitada en contraste con el balance de potencia de generación. De manera alternativa, es posible que no haya congestión, pero sí una capacidad muy limitada, como es el caso en Baja California, en donde una porción importante de la electricidad consumida proviene de Estados Unidos. La falta de un mercado de balance de potencia regional dificulta identificar en qué áreas hace falta el balance de potencia de generación y, en consecuencia, en dónde hay una necesidad potencial para los sistemas de almacenamiento. Como resultado, la falta de mercados de balance de potencia puede considerarse como un obstáculo potencial para la implementación de sistemas de almacenamiento eléctrico.

Tal vez la barrera más importante para implementar tratos de almacenamiento se relaciona con la Base del Mercado 6.2.5, la cual indica que la regulación primaria (o respuesta de frecuencia rápida) no se remunerará en el MEM. El servicio de respuesta rápida es uno de los vehículos principales para la participación del almacenamiento de energía con baterías en los mercados de electricidad. Proporciona el ancla para el almacenamiento a fin de proporcionar otros servicios en el mercado y proporciona estabilidad contractual que no ofrece un mercado del día en adelante. Adicionalmente, la existencia del mercado de respuesta rápida en México fomentaría el desarrollo de la generación renovable que enfrenta retos asociados con el control de la frecuencia.

Las barreras consideradas hasta ahora han estado a nivel regulatorio. También es importante reconocer que algunas barreras derivan del nivel legislativo, específicamente la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). La LIE, la cual define a los participantes del mercado, no reconoce el almacenamiento de la electricidad como una categoría separada.

Propiedad vs Control del sistema de almacenamiento

Actualmente, un sistema de almacenamiento energético con una capacidad de 20 MW o más se clasifica como un Recurso de energía limitada, lo controla el CENACE y se remunera de acuerdo con el Manual de costos de oportunidad. Esto constituye una barrera regulatoria que desalienta la inversión en sistemas de almacenamiento superiores a 20 MW. Esto es porque el propietario de dichos sistemas de almacenamiento cede el control del almacenamiento sin un retorno adecuado en la inversión. A diferencia de las centrales eléctricas, los sistemas de almacenamiento energético no tienen contratos de almacenamiento a largo plazo que ayuden a mitigar el riesgo del mercado y proporcionar un retorno adecuado sobre la inversión. Un inversionista que ame los riesgos puede considerar invertir en un sistema de almacenamiento sin un contrato a largo plazo si espera un retorno adecuado que opere en el mercado de corto plazo. Sin embargo, este inversionista no invertiría si es incapaz de controlar su inversión. Esto no sería un problema si los incentivos de los inversionistas y el CENACE están alineados, pero no es así. Mientras que los inversionistas desean maximizar las ganancias sobre su inversión, el CENACE desea minimizarla al optimizar las operaciones del sistema. Del mismo modo, en aras de optimizar las operaciones del sistema, el CENACE puede cargar el sistema cuando la energía no sea menos costosa y puede liberarla cuando no sea más costosa. La barrera clave para la inversión es que el control del activo no esté bajo control del inversionista.

Contratos legados y centrales hidroeléctricas

Para discutir los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, es importante proporcionar antecedentes regulatorios. La reforma energética mexicana dividió el monopolio



de la CFE en varias sociedades. Una de dichas sociedades era un Prestador predeterminado cuyo propósito era proporcionar electricidad a todos los consumidores que eligieron no participar en el MEM o que eran demasiado pequeños como para hacerlo. Este es el caso de pequeños negocios, hogares o clientes industriales pequeños. El Prestador predeterminado de CFE podría contratar a empresas generadoras de CFE usando contratos legados. SENER creó los contratos legados para limitar el poder de mercado de las empresas generadoras de CFE y proteger a los consumidores de la volatilidad de los precios. El tenor de los contratos se basó en la edad y eficiencia de cada central eléctrica. De las 150 centrales de la CFE, 97 eran centrales hidroeléctricas y se firmaron contratos para ellas con una tenencia de entre 1 y 30 años (SENER, 2017a). Los contratos legados crearon un precio fijo para los servicios que ofrece cada central, con base en los costos de la central²⁰, removiendo así los incentivos para la central de retener el suministro eléctrico y así aumentar los precios de electricidad mayoristas. Todas las centrales hidroeléctricas de CFE celebraron un contrato legado. Con excepción de la minihidroeléctrica a filo de agua, todas las centrales hidroeléctricas en México pertenecen a la CFE.

La CFE tiene incentivos limitados para implementar el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo bajo contratos legados existentes:

- Los contratos legados tienen una tasa fija de retorno y la CFE no podrá aprovechar las fluctuaciones del mercado.
- Para que la CFE construya un sistema de almacenamiento hidroeléctrico, también tendría que construir una nueva central hidroeléctrica, porque todas las centrales de este tipo están bajo contratos legados.
- Si se hacen inversiones adicionales relacionadas con la central bajo un contrato legado, dicha inversión también entra al marco del contrato legado. Sin renegociar el contrato, la CFE no tiene incentivos para hacer alguna inversión que no podría controlar.

En resumen, la CFE compite en el mercado eléctrico con participantes del sector privado y actúa a su vez como un participante del sector privado para lucro. En consecuencia, para que la CFE haga alguna inversión, necesita un retorno en dicha inversión que considere aceptable. Sin embargo, las limitaciones colocadas en la CFE por medio de los contratos legados pueden hacer que sea difícil obtener el nivel de retorno sobre inversión deseado.

También es casi seguro que, si la CFE invirtió en un sistema de almacenamiento hidroeléctrico, sería controlado por el CENACE. Esto es porque los recursos hidroeléctricos por lo general son lo suficientemente grandes como para clasificarse como un recurso de energía limitada que puede despachar el CENACE. En caso de que no sean lo suficientemente grandes según los términos definidos en el Inciso 2.4.3 del Manual de Costos de Oportunidad (descrito anteriormente), el Inciso 2.2.2 de dicho manual indica que: "El CENACE evaluará en qué casos particulares las unidades de central hidroeléctrica con Embalse de baja capacidad de almacenamiento, y sin restricciones de generación, podrán clasificarse como Recurso de energía limitada, dependiendo de que la energía disponible de la unidad pueda ser asignada durante la Planeación operativa". En otras palabras, es probable que el CENACE controle un sistema hidroeléctrico por bombeo sin importar sus dimensiones.

Por último, hay barreras exógenas para los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico relacionados con problemas de gestión del agua. Se argumenta que la generación

²⁰ Los costos de las centrales incluyen costos operativos y de mantenimiento fijos, costos de mano de obra, depreciación, infraestructura asociada, costos variables de operación y mantenimiento (transmisión, CENACE, CRE, derechos de agua, etc.) (SENER, 2017b)



hidroeléctrica puede demorarse y reducir el suministro de agua para los usuarios corriente abajo de la presa. La generación hidroeléctrica por bombeo puede reducir más dicho suministro al redirigir el agua de regreso hacia la reserva. La consecuencia es que es posible que la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)²¹, la cual es responsable de la gestión del agua en México (CONAGUA, 2020), puede hacer un dictamen en contra de algunos de los proyectos hidroeléctricos en el interés de los usuarios corriente abajo, como lo son las comunidades agrícolas.

Siguientes pasos

Una imagen más completa del almacenamiento energético en México requiere no solo mirar el marco regulatorio existente, sino también una indicación de la visión del gobierno acerca del rol que el almacenamiento energético puede desempeñar en el Sistema Eléctrico Nacional. El gobierno cuyo término concluyó al final de 2018 esbozó su enfoque hacia el almacenamiento energético en documentos como lo es un Acuerdo que emitió la Secretaría de Energía, que publicó una actualización sobre la Estrategia de Transición (mencionada en la Ley de Transición Energética (Congreso de la Unión, 2015), Artículos 4, 5, 7, 8, 14, 18, 21, 24, 25, 26 y Capítulo III que trata de la Estrategia) para promover el uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios.

El gobierno actual, cuyo término inició en enero de 2019, publicó una versión 2019-2033 de PRODESEN con una referencia directa limitada al almacenamiento energético. El capítulo IV de PRODESEN, que articula la nueva política energética del gobierno en el área de la electricidad, menciona el almacenamiento energético bajo el encabezado “IV.3 Política de Transición Energética” (SENER, 2019) en contexto de las comunidades marginalizadas. En específico, indica que el desarrollo de microrredes es necesario para promover soluciones técnicas que a su vez promuevan soluciones técnicas para suministrar energía eléctrica para las regiones más marginalizadas y remotas de la Red Nacional de Transmisión y la Red General de Distribución. Dichas soluciones deben promover la eficiencia energética y sustentabilidad y usar energías convencionales y renovables, sistemas de almacenamiento energético y tecnologías de la información y comunicación.

La estrategia más comprensiva del gobierno actual hacia el almacenamiento se publicó en febrero de 2020 en una actualización a la “Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios” (SENER, 2020). La estrategia identifica un número de líneas de acción relacionadas con el almacenamiento energético en su Tabla 32, incluyendo:

- Desarrollo del reglamento específico de almacenamiento en términos de interconexión, servicios conexos, construcción, desempeño y retiro.
- Desarrollar un Mapa de ruta para el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético y tener disponible información relevante para facilitar el modelado del almacenamiento.
- Promover la capacitación en almacenamiento energético, investigación y desarrollo y cooperación internacional.
- Facilitar el desarrollo del modelo de negocio del almacenamiento energético.

²¹ Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).



3.4 Conjunto de medidas para superar las barreras

La sección previa describe las barreras para el almacenamiento eléctrico que identifican la SENER, INEEL, CRE y un estudio de caso de negocio para el almacenamiento en Baja California Sur. Las mismas fuentes sugieren también medidas para superar dichas barreras y esta sección las resume. También resume el trabajo reciente que hace la CRE sobre una metodología de remuneración para servicios auxiliares, que considera almacenamiento eléctrico.

Mientras que las barreras identificadas en talleres convergieron en defectos regulatorios, las propuestas para superar las barreras variaron de un grupo de trabajo a otro. El enfoque que adoptó cada grupo de trabajo para superar barreras lo determinó el enfoque del grupo de trabajo. Las sugerencias que produjo cada grupo de trabajo se resumen a continuación.

3.4.1 Grupo de trabajo de SENER

El tema clave de las acciones sugeridas y recomendaciones del grupo de trabajo de SENER (SENER, 2016 d,e,f) para superar barreras para la implementación del almacenamiento es la comercialización de servicios de almacenamiento por medio de un mercado de electricidad. El grupo recomendó las acciones siguientes:

- Alinear incentivos económicos del operador de la red y el inversionista.
- Eliminar las barreras del mercado.
- Reducir la incertidumbre regulatoria.
- Monetizar los beneficios para la red para promover la implementación de almacenamiento.
- Definir cuáles actividades que el almacenamiento de electricidad puede proporcionar se regulan y cuáles no, definir la remuneración de las actividades reguladas, como lo son la remuneración para servicios conexos, determinar qué actividades requieren permiso. Revisar la posibilidad de aplicar tarifas dinámicas para el almacenamiento.
- Determinar la aplicabilidad de CELs a sistemas de almacenamiento que se usan para el control de picos y reducir así potencialmente las emisiones²².
- Emitir una solicitud para propuestas para lanzar un proyecto de almacenamiento piloto y desarrollar un Programa de almacenamiento energético que evaluará los requisitos de almacenamiento de la red, considerará las metas del país relacionadas con la energía renovable y la descarbonización y establecerá las metas de capacidad de

²² Minutas del Grupo de Trabajo de Almacenamiento de Energía, Tercera sesión, Consejo Consultivo de la Transición Energética, 24 al 31 de mayo de 2016. Página 3. "Analizar la aplicabilidad de CELs a sistemas de almacenamiento por elementos de eficiencia óptima, disminución de factores de emisión de fuentes generadoras (por evitar generación en horas pico), entre otros; y su cumplimiento con la definición de energía limpia".
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118020/Minuta_3a_Sesi_n.pdf



almacenamiento nacionales. El Programa también promoverá el compartir información con todos los interesados relevantes. Para que ocurra, debe haber un instrumento político y regulatorio que dé certidumbre al desarrollo de pilotos, proporcione apoyo legal y genere un ambiente comercial favorable.

- Adaptar el marco regulatorio y política pública existentes para fomentar el acceso al almacenamiento, además de investigación y desarrollo. Investigar si es necesario crear incentivos fiscales o subsidios para promover el almacenamiento y fomentar la certidumbre de ganancias por medio de contratos a largo plazo, mínimo de 15 años. Analizar los esquemas más adecuados para el financiamiento público de la investigación y el desarrollo del almacenamiento, como el Centro Mexicano de Innovación en Energía (CEMIE) o proporcionar garantías de proyecto piloto por medio del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE).
- Incorporar el almacenamiento energético al plan de estudios de universidades, escuelas técnicas, institutos tecnológicos, etc., para promover la formación de capital humano, la investigación y desarrollo y establecer el almacenamiento como un componente del desarrollo económico y la creación de valor.
- La CRE, el CENACE y la SENER necesitan reconocer y definir las características técnicas de los sistemas de almacenamiento, así como el tratamiento del almacenamiento desde un punto de vista operativo. Se requiere un análisis técnico de un sistema de almacenamiento en términos de interconexión, ya sea como carga o generador.
- Definir cuándo debe tratarse el almacenamiento como generación y cuándo como transmisión o distribución. Analizar si el almacenamiento de electricidad debe clasificarse como generación²³.
- Evaluar los efectos sociales y ambientales de integrar los sistemas de almacenamiento energético a la red sobre la mitigación del cambio climático y la integración de generación renovable para asegurar que se promuevan las tecnologías más eficientes energéticamente, en términos del balance energético neto, además de la cantidad y calidad de los servicios que pueden ofrecer. Los impactos del despliegue de tecnologías de almacenamiento energético necesita minimizarse al final de su vida útil y necesita alinearse con la implementación de vehículos eléctricos, generación distribuida y suministro aislado.
- Aprovechar la infraestructura existente de centrales hidroeléctricas para maximizar el almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo usando sitios de aun no utilizados.

El subgrupo también reconoció la necesidad de evaluar cómo el almacenamiento eléctrico puede ayudar a las comunidades que carecen de electricidad, sugiriendo que los beneficios de almacenamiento pueden incluir menores tarifas eléctricas y un aumento de la confiabilidad eléctrica. Educar a las personas sobre los beneficios del almacenamiento eléctrico puede facilitar la aceptación social de las tecnologías de almacenamiento y promover la inclusión social.

²³ Minutas del Grupo de Trabajo de Almacenamiento de Energía, Tercera sesión, Consejo Consultivo de la Transición Energética, 24 al 31 de mayo de 2016. Página 1. "Sin embargo, dado que no es generación per se, es necesario evaluar como qué tratamiento se da al almacenamiento cuando forma parte de la central de generación y cuando forma parte de la red de transmisión/distribución. No es claro su tratamiento cuando ofrece servicios y no solamente generación". https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118020/Minuta_3a_Sesi_n.pdf



3.4.2 INEEL

El taller del INEEL se centró en las prioridades nacionales para la investigación, el desarrollo tecnológico y la capacitación de los recursos humanos en el tema del almacenamiento eléctrico de la red, y ha identificado las oportunidades siguientes para promover el almacenamiento energético:

- Desarrollar normas para los sistemas de almacenamiento²⁴ y su interconexión con la red eléctrica (en particular los convertidores).
- Establecer un modelo de negocio claro para el almacenamiento energético.
- Establecer un sistema adecuado para la valuación, cuantificación y remuneración de los beneficios que el almacenamiento de energía de respuesta rápida puede proporcionar a la red.
- Transformar el manual de interconexión de generación distribuida en un manual de Recursos distribuidos.

3.4.3 Grupo de trabajo de la CRE

A la luz de la necesidad urgente para soluciones energéticas flexibles impulsada por la penetración importante de la generación renovable en México, el grupo de trabajo de la CRE se centró en soluciones a corto plazo que buscan integrar el almacenamiento eléctrico a la red. Las propuestas para la regulación propuesta se agruparon bajo los rubros de: cambios regulatorios, normas técnicas y de seguridad, ambiente y remuneración.

Grupo de trabajo de la CRE, propuesta de: Cambios regulatorios

- Como alternativa para la introducción de una clase de activo de “almacenamiento energético”, la CRE puede definir una transacción de “energía almacenada” en el mercado mayorista, lo cual puede aclarar las actividades de “almacenamiento” y “liberación”, términos usados en el Manual de costos de oportunidad.
- Diferenciar entre el almacenamiento asociado (asociado con una central eléctrica en el mismo punto de interconexión) y el almacenamiento no asociado, el cual toma la energía de la red.
- Para el almacenamiento asociado, el operador del sistema CENACE no debe necesitar ningún estudio de infraestructura adicional relacionado con el almacenamiento si la capacidad de almacenamiento no rebasa la capacidad de la planta, y si la combinación de la capacidad almacenada en la central entregada nunca rebasa la capacidad instalada de la central.
- El permiso de generación para el almacenamiento asociado, donde la capacidad de almacenamiento es menor que o igual a la capacidad de la planta, no debe verse como un aumento en la capacidad general si la capacidad entregada al sistema no excede la capacidad declarada sobre el permiso de la planta.

²⁴ “sistemas” incluye equipo de almacenamiento energético.



- Si una carga adquiere almacenamiento para sus propias necesidades, no busca exportar energía para la red y el almacenamiento no se asocia con una planta, entonces un permiso para la generación no debe requerirse (a menos que la capacidad rebase a la carga) y el caso no debe tratarse como un Suministro aislado.
- La metodología usada para declarar el perfil de generación de día siguiente y el pronóstico en línea con el permiso y el contrato de interconexión debe incluir operaciones de almacenamiento.
- El Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho y Servicios Conexos debe publicarse, tal como se ha referido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo (3.1.1)²⁵.
- Definir los costos que debe asumir un generador que opera el sistema de almacenamiento si ofrece servicios conexos. Por ejemplo, si el CENACE requiere potencia reactiva, ¿el generador debe pagar la tarifa de transmisión para la energía almacenada que requiere el CENACE?
- Especificar en el Manual de Costos de Oportunidad que los requisitos de energía y capacidad necesarios por clasificarse como Recursos de Energía Limitada (despachable por el CENACE) hacen referencia a la potencia y capacidad que se ofrecen a la red y no incluir el uso energético propio.
- Indicar en el Manual de Costos de Oportunidad que un participante del mercado tiene una opción, su capacidad de almacenamiento, sin importar que no decida ser un Recursos de energía limitada.
- Definir la electricidad inyectada en el almacenamiento como electricidad para uso propio, liberando así el almacenamiento de las responsabilidades asociadas con un centro de carga.

Grupo de trabajo de la CRE, propuesta de: Normas técnicas y de seguridad

- Para el almacenamiento que opera con baterías electroquímicas, se recomienda seguir las normas internacionales que definen organizaciones prominentes tales como las Naciones Unidas y la Comisión Electrotécnica Internacional.
 - Normas de seguridad para baterías de ion de litio para reducir el riesgo de incendio o explosión.
 - Normas de seguridad para sistemas de baterías: guías para el diseño del paquete de baterías, estructura mecánica y especificaciones de la prueba de seguridad eléctrica.
 - Normas de seguridad para instalar el almacenamiento energético con baterías.
 - Normas para los sistemas contra incendio usados en las instalaciones de almacenamiento energético.
- Aumentar el número de autoridades que realizan las verificaciones.

²⁵ <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n463.pdf>



Propuesta de modificaciones regulatorias relacionadas con el ambiente del Grupo de trabajo de la CRE

- Definir la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) del almacenamiento eléctrico independiente (no asociado).
- Incluir el almacenamiento en la MIA de una central con la que se asocia el almacenamiento.
- Modificar la MIA cuando el almacenamiento se asocie con una planta que ya tiene una autorización en materia de impacto ambiental.
- Especificar si es necesario conducir una evaluación de riesgo ambiental de las instalaciones de almacenamiento como complemento para la MIA.
- Establecer reglamentos y autorizaciones ambientales considerando normas internacionales aplicables.

Grupo de trabajo de la CRE, propuesta de: Remuneración de sistemas de almacenamiento

- Las disposiciones actuales no consideran todos los servicios que puede proporcionar el almacenamiento energético. Sin importar si el almacenamiento eléctrico está relacionado o no con una central eléctrica, las disposiciones deben permitirle ofrecer todos los servicios que puede proporcionar de forma técnica. Para esto, resulta esencial definir dentro del marco regulatorio servicios necesarios para el funcionamiento adecuado del Sistema Eléctrico Nacional que puede suministrarse a través del almacenamiento.
- Es importante definir las metodologías de remuneración, las cuales cubren los costos de las tecnologías de almacenamiento (fijos y variables) y una tasa razonable de retorno.
- Remuneración de costos operativos:
 - Cuando se consideran costos variables en una tarifa de almacenamiento, considerar los costos asociados con el servicio provisto.
 - Asegurarse que los beneficios netos para el Sistema Eléctrico Nacional se consideran en la tarifa.
- Remuneración de costos de capital:
 - Mediante una tarifa que ecualiza los costos de almacenamiento con los costos de una central eléctrica para permitir que un sistema de almacenamiento compita en una base igual y/o,
 - Permitir el almacenamiento asociado con una fuente primaria de energía renovable para beneficiarse de los mismos incentivos fiscales, como lo es el beneficio de la depreciación acelerada y la tasa cero del impuesto general a las importaciones, los cuales gozan las centrales eléctricas renovables.

Proporcionar un contrato a largo plazo para el almacenamiento energético independiente por medio de una subasta, centrado en los servicios requeridos.

3.4.4 Reporte “Almacenamiento energético en México”

El enfoque principal del reporte (GIZ, 2019) fue examinar si en Baja California Sur la inversión del almacenamiento energético puede justificarse con arbitraje energético con electricidad que de otra manera no sería suministrada (curtailed).

Aunque no fue el objetivo del reporte analizar las regulaciones favorables para el almacenamiento eléctrico, sí cita prácticas internacionales que promueven el almacenamiento, como lo son la financiación parcial o completa del almacenamiento, energía provista por almacenamiento o requisitos técnicos que favorecen el almacenamiento (tales como velocidad o exactitud). Como recomendación general, el reporte sugirió publicar los requisitos técnicos en inglés para reducir las barreras para inversionistas extranjeros y que la financiación del almacenamiento (si se considera) sea parcial para fomentar la implementación de los sistemas económicos.

En términos de recomendaciones técnicas, el reporte sugirió aclarar los procedimientos y condiciones técnicas para conectar el almacenamiento a la red, requisitos técnicos exprés para el almacenamiento sobre periodos finitos y el uso de las instalaciones de almacenamiento primero para proporcionar servicios auxiliares antes de emplear unidades más lentas.

Las recomendaciones del mercado consideran los arreglos a largo plazo para que los servicios conexos reduzcan los riesgos para los inversionistas. Adicionalmente, la propiedad del almacenamiento por el operador de la red CENACE puede considerarse para servicios conexos que no se relacionan con el mercado eléctrico mayorista.

3.4.5 Servicios conexos y almacenamiento eléctrico

Durante 2018, la CRE (la Comisión Reguladora de Energía) ha estado trabajando en una metodología de remuneración para servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Sin embargo, dicha metodología no consideró el almacenamiento energético como un posible proveedor de dichos servicios. En consecuencia, en enero de 2019, la CRE se involucró en un proyecto para desarrollar una propuesta de regulaciones para la implementación del almacenamiento energético en el Sistema Eléctrico Nacional y generar los insumos necesarios para la regulación de los servicios conexos.

El trabajo se organizó en tres etapas. La primera se centró en los servicios que puede ofrecer el almacenamiento energético bajo el marco regulatorio existente. La segunda ofreció una propuesta de regulación que trata acerca del almacenamiento y la tercera se dedicó a las modificaciones legales posibles derivadas de las primeras dos etapas.

Mientras que el producto final no estuvo disponible al momento en que se redactó esta sección, la CRE se dirigió a un número limitado de interesados para abordar algunas de las propuestas que se consideraban a la luz de aumentar la parte de la generación renovable:

- Clasificar el almacenamiento energético como comercializador, no como generador.



- Considerar reducir la capacidad de almacenamiento de 20 MW para considerarla como un proveedor de capacidad en el Mercado para el Balance independientemente de la operación durante las 100 horas críticas²⁶.
- En el largo plazo, considerar modificar la LIE para reconocer el almacenamiento eléctrico como una categoría y no como generador, comercializador, transmisión o distribución.
- Introducir productos nuevos al MEM, como lo son control de frecuencia, control de rampa, seguimiento de carga, alivio de congestión y evitar inversiones en infraestructura.

3.4.6 Una propuesta alternativa

La discusión sobre barreras y habilitadores para la implementación de las tecnologías de almacenamiento comenzó con la revisión de la jerarquía de leyes y reglamentos. Esta sección propone cambios regulatorios a nivel de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) sin modificar la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). La CRE no puede modificar ni crear leyes y no es responsable de una política energética nacional. Sin embargo, es responsable de interpretar leyes existentes mediante regulaciones²⁷. Esta sección combina ideas nuevas y revisadas previamente sobre cómo superar barreras para el almacenamiento eléctrico modificando la regulación dentro del contexto legal existente.

En este punto resulta esencial hacer explícitos los supuestos implícitos. Hasta ahora, las barreras mencionadas para el almacenamiento eléctrico son un obstáculo para los sistemas de almacenamiento que se enfrentan al participar en el MEM u ofrecer servicios conexos no incluidos en el MEM para el CENACE. Esta no es la manera en la cual los sistemas de almacenamiento pueden participar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Antes de sugerir cambios regulatorios, es importante tener una visión clara de que busca lograr la regulación buscada. Por ejemplo, los cambios regulatorios para promover el mercado de almacenamiento diferirán de los cambios regulatorios necesarios para que SENER firme un tipo de PPA del contrato con un proveedor de almacenamiento.

En consecuencia, además de revisar el trabajo previo sobre posibles modificaciones para el marco regulatorio, resulta esencial contemplar los modos en los cuales el almacenamiento puede participar en una escala de red y este reporte considerará los aspectos positivos y negativos de cada modo de participación desde la perspectiva social y del inversionista (CFE o Productor Independiente de Energía (IPP)).

²⁶ Las Bases del Mercado, sección 11.1.5, las 100 horas críticas para 2018 en adelante se definen como las horas con el monto menor de reservas disponibles definidas como la diferencia entre la capacidad generadora disponible y la demanda fue la menor.

²⁷ El cambio en los reglamentos impuesto por la CRE también implica cambios en reglamentos subordinados.



3.4.6.1 Alcance de la discusión y supuestos básicos

Hay cuatro tipos de sistemas de almacenamiento de electricidad a escala de la red que pueden agruparse bajo dos rubros:

- Asociados (en el mismo punto de interconexión/conexión):
 - o con generación
 - o con generación para uso propio (suministro aislado)
 - o con un centro de carga
- Independiente (extrae electricidad de, y descarga la misma hacia la red)

La discusión se centrará en el almacenamiento independiente y el almacenamiento asociado con la generación²⁸. Por definición, el suministro aislado se dedica a satisfacer las necesidades propias y, de acuerdo con la LIE, Artículo 22 (SENER, 2014), la energía asociada con el suministro aislado no fluye por redes de transmisión y distribución. Si una planta tiene parte de su capacidad de generación dedicada al suministro aislado y una parte interconectada a la red y dicha parte se acople con el almacenamiento, entra en el alcance del almacenamiento asociado.

Se asume que el propósito principal de un sistema de almacenamiento asociado con un centro de carga es asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico y reducir la energía de una carga y los costos de transmisión al reducir la demanda pico y la capacidad de transmisión pico usada, respectivamente. Aunque un centro de carga tiene más probabilidad de ofrecer respuesta a la demanda²⁹, si está respaldado por un sistema de almacenamiento energético, el supuesto subyacente es que un centro de carga se asocia de manera principal con un sistema de almacenamiento para la confiabilidad del suministro. Como tal, el almacenamiento eléctrico para el uso final no es el foco de esta discusión.

Promover los sistemas de almacenamiento eléctrico asociados o independientes asume implícitamente las condiciones regulatorias y del mercado que fomentan la inversión³⁰ del sector privado, lo cual puede ocurrir bajo los siguientes dos escenarios:

1. Una inversión es un resultado de una decisión comercial impulsada por el mercado para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los servicios que el activo ofrece la controla el inversionista³¹.
2. La inversión es un resultado de una subasta competitiva que sostiene una agencia gubernamental (como el CENACE o la SENER) o una empresa paraestatal (como CFE Transmisión o Distribución) que controla la capacidad de almacenamiento y los servicios que puede ofrecer.

²⁸ A partir de este punto, el "almacenamiento asociado" hará referencia al almacenamiento asociado con la generación renovable, a menos que se especifique otra cosa.

²⁹ Respuesta a la Demanda hace referencia a la disponibilidad de no consumir energía cuando se requiere y recibir un pago por dicha disponibilidad.

³⁰ Las empresas generadoras paraestatales de CFE entran en la categoría "sector privado", porque su toma de decisiones es una función del retorno esperado ante el riesgo estimado.

³¹ Esta descripción incluye también servicios auxiliares no incluidos en el MEM, porque el inversionista decide si ofrecer o no dichos servicios al CENACE.



Se asume que, bajo ambos escenarios, el sector privado posee y opera el sistema de almacenamiento.

3.4.6.2 Superar barreras: Control y estructuras de mercado

A causa del precio de almacenamiento relativamente alto en comparación con la generación convencional, es importante comercializar todos los servicios que el almacenamiento puede ofrecer para recuperar la inversión, el “apilamiento de valores”. El beneficio del apilamiento de valores no es solo acerca de aumentar las fuentes de ganancias, sino también de diversificar las fuentes de ganancias. Este punto es importante, porque confiar solamente en un servicio que almacenamiento puede proporcionar para recuperar toda la inversión hace que el precio de dicho servicio sea relativamente no competitivo. Distribuir el costo de toda la inversión en varios servicios hace que los mismos sean más competitivos, en especial en México, donde las tarifas reguladas se basan en los costos. La estructura del apilamiento de valores se determina con la combinación de la tecnología de almacenamiento y necesidades específicas en el sitio en donde se ubica el almacenamiento. El apilamiento de valores es muy importante debido a que, para que el sector privado invierta, debe tener confianza razonable en que pueda recuperar dicha inversión y obtener un retorno aceptable proporcional al riesgo asociado.

A continuación, consideramos los habilitadores y las condiciones necesarias para la inversión del sector privado en el almacenamiento asociado e independiente que controla el inversionista o el CENACE.

	Almacenamiento independiente	Almacenamiento asociado
Mercado	A. Almacenamiento independiente impulsado por el mercado	B. Almacenamiento asociado impulsado por el mercado
Proceso competitivo	C. Almacenamiento independiente controlado por el CENACE	D. Almacenamiento asociado controlado por el CENACE

Consideramos cada uno de los escenarios A, B, C y D en el formato siguiente:

	Inversionistas (CFE e IPPs)	Sociedad
Beneficios	1. Beneficios para CFE e IPPs	2. Beneficios para la sociedad
Desventajas	3. Desventajas para CFE e IPPs	4. Desventajas para la sociedad

Es posible combinar las dos tablas para describir los beneficios y desventajas para los inversionistas y la sociedad relacionados con los casos A, B, C y D. Después de discutir cada caso consideraremos los cambios regulatorios necesarios para hacer posible el caso considerado.



A) Almacenamiento independiente impulsado por el mercado

A1: Beneficios para los inversionistas.

- El inversionista controla y administra el activo según le parezca mejor (si es debajo de una capacidad de 20 MW).
- El inversionista puede vender capacidad y potencia y aprovechar el arbitraje del precio.
- El inversionista puede ofrecer servicios auxiliares en el MEM o a CENACE, si no se incluyen en el MEM.

A2: Beneficios para la sociedad.

- Los beneficios principales para la sociedad son las externalidades positivas que no se incluyen en el precio de las ofertas de almacenamiento de los productos, como lo son:
 - Declive potencial en emisiones de GHG debido al desplazamiento de plantas de emergencia y/o reservas rodantes que consumen combustibles de hidrocarburos.
 - Declive en precios de electricidad debido al control de picos y reducción en la congestión.
 - Reducción potencial en la tarifa de transmisión debido a la postergación o evasión de inversión en la infraestructura de transmisión.

A3: Desventajas para los inversionistas.

- Hay costos altos de inversión sin seguridad de ganancias relacionadas con un contrato a largo plazo. El mercado diario es volátil y representa un riesgo considerable.
- La tarifa de transmisión del inversionista es del doble (cuando carga y cuando libera energía).
- El inversionista tiene que comprar energía en el mercado; no tiene el beneficio de almacenar energía que no se suministrará de otro modo.
- Los diferenciales de precio entre los precios de mercado pico y bajos pueden no ser suficientes como para pagar por la energía, las pérdidas asociadas con el almacenamiento, los costos de capital y aún proporcionar una tasa de retorno que esperan los inversionistas.

A4: Desventajas para la sociedad.

- Impactos ambientales posibles, condicionados al tipo de tecnología de almacenamiento.
- Los muchos servicios que ofrece un inversionista reducen su precio porque aumenta la cantidad del servicio provisto. En consecuencia, un inversionista optimizador del desempeño no proporcionará una cantidad socialmente óptima de servicios (ver Apéndice II).

Las modificaciones regulatorias que pueden hacer posible este caso incluyen:

- Eliminar la Base del mercado 6.2.5, la cual indica que la regulación primaria (o control de frecuencia) no debe remunerarse en el MEM, y modificar la Base del mercado 10.4.1



para agregar la regulación primaria a los servicios auxiliares incluidos en el MEM (SENER, 2015).

- Definir una metodología de remuneración para servicios conexos no incluidos en el MEM³² y establecer un procedimiento transparente para ofrecer dichos servicios al CENACE.
- Hacer una clasificación de “Recursos de Energía Limitada” voluntaria para los sistemas de almacenamiento con capacidad de 20 MW o más permitiría que el propietario del almacenamiento despache el sistema según le parezca mejor, en vez de hacer que el CENACE despache el sistema, porque los “Recursos de Energía Limitada” los despacha el CENACE (SENER, 2017). Tener control del despacho de los sistemas de almacenamiento permitiría que el propietario del almacenamiento tenga un lugar en el mercado y aproveche las oportunidades de arbitraje de precios. Sin embargo, puede argumentarse que hacer que la etiqueta “energía limitada” sea limitada haría que gestionar la red sea menos predecible, más difícil y, por lo tanto, hay más probabilidad de tener problemas de operación.
- El mercado de capacidad solo recompensa el almacenamiento con una capacidad menor a 20MW si opera durante 100 horas críticas (SENER, 2016b). Bajar dicho umbral contribuiría a promover la inversión en los sistemas de almacenamiento, porque permitiría que los sistemas de almacenamiento vendan “disponibilidad” y proporcionen así otra fuente de ganancias, en vez de recibir recompensas solo si la planta genera en realidad en dichas horas críticas

Aunque las modificaciones antes mencionadas a la regulación promoverían teóricamente una inversión al almacenamiento independiente, sería prácticamente improbable que ocurra esta inversión. Esto se debe a que el almacenamiento independiente compite con el almacenamiento asociado que tendría electricidad potencialmente más barata (por posibilidad de almacenar electricidad “gratis” que el CENACE dejaría de suministrar de otro modo) (30% cuando la energía almacenada se inyecte hacia el sistema, en comparación con el 100% para el almacenamiento independiente).

Al momento de redactar esta sección, el mercado eléctrico mexicano no tuvo centrales comerciales y un almacenamiento independiente impulsado por el mercado es análogo para una planta mercante.

B) Almacenamiento asociado impulsado por el mercado

B1: Beneficios para los inversionistas.

- El inversionista controla y administra el activo según le parezca mejor (si es debajo de una capacidad de 20 MW).
- El inversionista puede vender capacidad y potencia y aprovechar el arbitraje del precio.
- El inversionista puede almacenar energía que se deja de suministrar de otro modo.

³² Los servicios auxiliares no incluidos en el MEM son: arranque en negro y conexión a la red, control de voltaje y operación en un “modo isla”



- El inversionista paga solo por inyectar la electricidad a la red (siempre que el almacenamiento solo se cargue con electricidad generada por la central asociada).
- El inversionista puede ofrecer servicios auxiliares en el MEM o a CENACE, si no se incluyen en el MEM.
- El almacenamiento permite que la central asociada cumpla con los requisitos de control de frecuencia.

B2: Beneficios para la sociedad.

- Las externalidades positivas o beneficios no incluidos en el precio de las ofertas de almacenamiento de productos son las mismas para el almacenamiento asociado que para el almacenamiento independiente:
 - Declive potencial en emisiones de GHG debido al desplazamiento de plantas de emergencia y/o reservas rodantes que consumen combustibles de hidrocarburos.
 - Declive en precios de electricidad debido al control o nivelación de picos y reducción en la congestión.
 - Reducción potencial en la tarifa de transmisión debido a la postergación o al evitar inversiones en la infraestructura de transmisión.

B3: Desventajas para los inversionistas.

- Hay costos altos de inversión sin seguridad de ganancias relacionadas con un contrato a largo plazo. El mercado diario es volátil y representa un riesgo considerable.
- Es posible que los diferenciales de precio entre el pico y los precios comerciales bajos no sean suficientes para justificar la inversión.
- Las ofertas de almacenamiento de los servicios tienen una naturaleza caníbal: entre más se ofrece el servicio provisto (energía durante la demanda pico, congestión, etc.), menor será el precio recibido por dicho servicio.

B4: Desventajas para la sociedad.

- Impactos ambientales posibles, condicionados al tipo de tecnología de almacenamiento.
- Los muchos servicios que ofrece un inversionista reducen su precio porque aumenta la cantidad del servicio provisto. En consecuencia, un inversionista optimizador del desempeño no proporcionará una cantidad socialmente óptima de servicios (ver Apéndice II).
- Existe un potencial, en especial en el caso del rebombado hidroeléctrico, de usar la electricidad que generan los combustibles de hidrocarburos para bombear y almacenar agua y después afirmar tener certificados de energía limpia para electricidad generada con dicha agua.

Las modificaciones regulatorias necesarias para hacer posible este caso posible incluyen:

- Eliminar la Base del mercado 6.2.5, la cual indica que la regulación primaria (o control de frecuencia) no debe remunerarse en el MEM y modificar la Base del mercado 10.4.1



para agregar la regulación primaria a los servicios auxiliares incluidos en el MEM (SENER, 2015).

- Definir una metodología de remuneración para servicios conexos no incluidos en el MEM³³ y establecer un procedimiento que los inversionistas puedan seguir para ofrecer dichos servicios al CENACE.
- Hacer que una clasificación de “Recurso de energía limitada” sea voluntaria para los sistemas de almacenamiento de 20 MW o superior. Actualmente, los “Recursos de energía limitada” los despacha el CENACE (SENER, 2017).
- El mercado de capacidad solo recompensa el almacenamiento con una capacidad menor a 20MW si opera durante 100 horas críticas (SENER, 2016b). Bajar o remover el umbral puede contribuir a promover la inversión en sistemas de almacenamiento. En California, participar en el mercado de RA (Adecuación del Recurso hace referencia a la capacidad), el almacenamiento tiene que proporcionar energía por tres horas consecutivas, con una capacidad mínima de 0.5 MW.
- Ajustar el proceso de permisos para incluir el almacenamiento en todos los permisos relevantes de la central asociada, como lo es el permiso de interconexión, evaluación del impacto ambiental, etc.
- Reducir el umbral necesario para considerarse como un proveedor de balance de potencia a partir de seis horas consecutivas en capacidad total (SENER, 2016b)³⁴, porque crea una barrera de entrada para muchas tecnologías de almacenamiento y favorece al rebombeo hidroeléctrico.

Un número cada vez mayor de empresas de energía renovable en México están interesadas en el almacenamiento eléctrico por varias razones:

- Un sistema de almacenamiento permite capturar energía que de otro modo sería dejada de suministrar o “desperdiciada”, y permite el arbitraje energético y no solo con la energía no suministrada.
- Un sistema de almacenamiento asociado asegura el cumplimiento con las obligaciones del control de frecuencia indicadas en la Base del mercado 6.2.5 (SENER, 2015).

Sin embargo, no hay virtualmente ninguna inversión en el almacenamiento en México, más que nada debido al incierto retorno de la inversión. Un sistema de almacenamiento asociado puede obtener dinero por medio del arbitraje energético, vendiendo capacidad o vendiendo servicios conexos. Incluso si las regulaciones se modificaron para abrazar totalmente los sistemas de almacenamiento de acuerdo con la Base del mercado 3.3.21, que indica que los “Generadores podrán realizar ofertas para la venta de todos los productos que los equipos de almacenamiento sean capaces de producir, en los mismos términos que cualquier otra Unidad de central eléctrica (SENER, 2015), los costos de capital de almacenamiento pueden hacer que la inversión en almacenamiento sea improbable sin un contratos a largo plazo para el almacenamiento que pueden ofrecer los servicios. El riesgo asociado con el mercado de corto plazo por lo general es

³³ Los servicios auxiliares no incluidos en el MEM son: arranque en negro y conexión a la red, control de voltaje y operación en un “modo isla”.

³⁴ Manual de Balance de Potencia, 5.3.5 (d) iv.

demasiado grande como para fomentar la inversión³⁵. Para poner todo en perspectiva, es importante notar que las inversiones en centrales en México están ancladas con contratos de compra de energía (PPA) a largo plazo con CFE o clientes industriales. Un número de dichas plantas tiene capacidad que excede al PPA, el cual se usa para comercializar electricidad por contratos bilaterales o con base comercial, pero es el PPA el que proporciona la seguridad de ganancias a largo plazo.

El costo de algunas tecnologías de almacenamiento, como lo son las baterías de ion de litio, se ha reducido de manera importante, lo cual puede sugerir que la inversión en almacenamiento tenga probabilidad de aumentar, al volverse más eficiente en costo la tecnología. Algunos de los servicios que ofrecen los sistemas de almacenamiento, como el control del voltaje, tienen características de un monopolio natural en donde los costos fijos grandes asociados con el almacenamiento obstruyen la competencia porque, en realidad, un sistema de almacenamiento de tamaño razonable será suficiente para cumplir con los requisitos de control de voltaje locales. Del mismo modo, el alivio de la congestión nodal también puede abordarse con un sistema de almacenamiento de tamaño razonable, haciendo que el mercado sea demasiado pequeño como para permitir liquidez derivada de la competencia. En consecuencia, al ser mayor la capacidad de almacenamiento instalada, será menor la ganancia por unidad de capacidad, generando un límite natural con una ventaja por ser el primero en hacer este movimiento. Al ser mayor el almacenamiento será más barato el precio de los servicios que puede ofrecer. Un almacenamiento que depende del mercado solo se producirá si es capaz de generar beneficios para los inversores adecuados al nivel de riesgo implicado.

Se puede argumentar que el almacenamiento independiente o asociado puede obtener seguridad de las ganancias haciendo que uno de sus componentes del apilamiento de valores sea un contrato de servicios conexos a largo plazo, un contrato de capacidad adjudicado en una licitación de balance de potencia de largo plazo o un contrato de control de frecuencia a largo plazo similar a aquellos en el Reino Unido descritos anteriormente en el Capítulo I, en donde se requiera un tiempo de respuesta menor a un segundo. Esto puede generar un modo de participación en el almacenamiento diferente: contratos a largo plazo obtenidos por medio de procesos competitivos.

C) Almacenamiento independiente controlado por el CENACE clasificado como “Transmisión”

C1: Beneficios para los inversionistas.

- El inversionista no está expuesto a los riesgos del mercado.
- Seguridad de las ganancias.
- El inversionista recibe la tasa de retorno que esperaba aceptar en el proceso competitivo.

C2: Beneficios para la sociedad.

- Las externalidades positivas mencionadas en A1 y B2 se suministran en niveles socialmente óptimos.

³⁵ Hay algunas excepciones para dicha declaración. Por ejemplo, en Baja California Sur, en donde los diferenciales importantes en precio entre los precios pico y bajo pueden crear oportunidades de arbitraje y la central Aura PV consideraba añadir a un sistema de almacenamiento.



- El operador del sistema CENACE tiene una herramienta a su disposición para optimizar el sistema eléctrico.
- Clasificar el almacenamiento como transmisión reduce potencialmente la factura eléctrica para los consumidores reduciendo el costo de transmisión asociado con el almacenamiento (la transmisión no paga la transmisión) y por la optimización que realiza el CENACE en el sistema.
- Instalar el almacenamiento en las comunidades aisladas junto con la generación renovable puede ser una alternativa más barata para asegurar que los grupos económicamente desventajados reciban electricidad.

C3: Desventajas para los inversionistas.

- El inversionista posee y opera el activo, pero no lo controla.

C4: Desventajas para la sociedad.

- Posibles impactos ambientales, condicionados al tipo de tecnología de almacenamiento.
- Un contrato a largo plazo con un proveedor de almacenamiento significa que el CENACE puede no poder aprovechar las últimas tecnologías de almacenamiento que pueden ser más baratas y eficientes.
- Desplazamiento de inversión privada.

La modificación regulatoria principal necesaria para hacer posible este caso es la eliminación de la Base del mercado 3.3.21 que clasifica el almacenamiento como generación. De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, Artículo (LIE) 3, XXVIII, (SENER, 2014), los participantes del mercado eléctrico comprenden Generador, Comercializador, Suministrador³⁶, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado. Clasificar el almacenamiento como “transmisión” significa que ya no participará en el MEM, pero aún será parte de la industria eléctrica. El Artículo 2 de la LIE indica que la transmisión forma parte de la industria eléctrica y debe ser propiedad y controlada por el Estado, que no obstruye los contratos o asociaciones con el sector privado.

Desde un punto de vista social, se dice que este modo de la participación de los sistemas de almacenamiento en el sistema nacional es mejor que los otros modos discutidos hasta ahora por un número de razones.

Primero. Remover barreras regulatorias a la inversión en el almacenamiento eléctrico no garantiza que la inversión ocurrirá en una escala deseada. Tolerancia de riesgo corporativo, tasa de barrera corporativa, oportunidades de inversión alternativa son solo algunas de las muchas consideraciones que tienen su parte en la decisión final de la inversión. El alto costo del almacenamiento significa también que los inversionistas requieren recuperar cantidades importantes por medio del arbitraje del precio de electricidad, capacidad de venta o servicios conexos y, si eso no es probable, tampoco lo será la inversión. Por otro lado, la sociedad recibe muchos beneficios del almacenamiento que no puede capturar un inversionista, como lo es, por ejemplo, la mitigación de GEI. En consecuencia, cuando el CENACE o la SENER adquieren

³⁶ El término “Suministrador”, de acuerdo con la LIE, Art. 3 XLV (SENER, 2014), incorpora al Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados o Suministrador de Último Recurso.



almacenamiento, asegurarán una cantidad socialmente óptima que también implica el aumento en la cantidad de externalidades positivas que tienen valor para la sociedad.

Segundo. Actualmente no hay ningún mecanismo que promovería externalidades asociadas con el almacenamiento. Actualmente, los Certificados de Energía Limpia (CELs) promueven externalidades positivas asociadas con la generación limpia, mientras que el Impuesto al Carbono (CT) desalienta externalidades negativas asociadas con la generación del combustible fósil. Tanto los CELs como CT aplican para la generación y el almacenamiento eléctrico no genera electricidad. En consecuencia, tiene sentido para el gobierno para generar un mercado para las externalidades asociadas con el almacenamiento o adquirir una cantidad socialmente óptima de servicios ofrecidos por almacenamiento que toma en cuenta el valor de las externalidades. Aunque puede ser más fácil cuantificar el valor de infraestructura energética diferida que el aumento de la independencia energética, por ejemplo, es importante considerar el valor de externalidades positivas cuando se consideran los costos de almacenamiento y la cantidad por adquirir.

Se argumenta que puede ser confuso usar CELs para fomentar el almacenamiento eléctrico. Asumir que los CELs recibidos por generación limpia que corresponden a la cantidad de energía producida, otorgar CELs para la instalación de almacenamiento para almacenar dicha energía equivaldría al doble conteo, incluso si la energía almacenada se usó para reemplazar para la generación a partir de una central de emergencia contaminante. Un método más adecuado para compartir los beneficios de externalidad con el sector privado sería mediante incentivos fiscales y ajustes a la ley fiscal.

Tercero. Incluso si los cambios regulatorios propuestos fueron suficientes para generar inversión del sector privado en el almacenamiento, la cantidad de almacenamiento provista sería socialmente subóptima (ver Apéndice II). Por ejemplo, un sistema de almacenamiento que proporciona un alivio para la congestión en determinado nodo es un monopolio natural. Un sistema de almacenamiento en dicho nodo puede generar ganancia, pero si otro sistema de almacenamiento entra, ambos perderían dinero. El “mercado” para dicho servicio no es lo suficientemente grande como para dar cabida a la competencia. El administrador del sistema de almacenamiento sabe que, al aumentar la cantidad de electricidad liberada a partir del almacenamiento hacia el sistema reducirá el precio de la electricidad. Esto es independiente de qué tan bien se construye un mercado y es simplemente la consecuencia de grandes costos de capital. En resumen, un inversionista se comportará en una manera que optimice sus utilidades y no necesariamente al bienestar social.

El supuesto de que el sector privado es el más calificado para desarrollar y operar con eficiencia sistemas de almacenamiento eléctrico no contradice el hecho de que el CENACE debe administrar todos los servicios que el almacenamiento puede ofrecer para asegurar el uso socialmente óptimo de potencial de almacenamiento. Las estructuras de mercado que harían que dicho arreglo sea atractivo para un sector privado serían similares a contratos estilo PPA o BOT³⁷, lo cual tendría un registro probado de atraer inversión en el sector privado. Proporcionan el ancla de ganancias a largo plazo que no tienen los sistemas de almacenamiento impulsados por el mercado o asociado. Adicionalmente, eliminan el riesgo del mercado y ofrecen la tasa de retorno deseada para la licitación ganadora (porque fue la tasa de retorno incluida, aunque por lo general no se divulga en el pliego).

³⁷ BOT = Construir, operar, transferir



Las externalidades positivas del almacenamiento mencionado previamente benefician a la población entera, de manera que surja a la razón que debe pagarlas la población entera también mediante una tarifa de transmisión regulada.

Puede argumentarse que los sistemas de almacenamiento deben clasificarse como un activo de transmisión, porque la mayoría de las ofertas de almacenamiento de servicios benefician la transmisión: control de voltaje, control de frecuencia, alivio de congestión o diferimiento de inversión en infraestructura de transmisión, etc. Sin embargo, esto no significa que CFE Transmisión debe adquirir almacenamiento. El Artículo II de la LIE, el cual permite que el gobierno haga asociaciones con el sector privado, incluye a la SENER. La razón por la cual la SENER puede involucrar al sector privado directamente por medio de subastas competitivas, y no por medio de CFE Transmisión, es liberar el presupuesto de CFE de proyectos en los que no se involucra directamente. Alternativamente, CFE Transmisión puede hacer una inversión en el almacenamiento.

Clasificar el almacenamiento eléctrico como Transmisión no es intuitivamente obvio, pero tiene algunas ventajas en el contexto del marco regulatorio en México. Adicionalmente a todos los beneficios ya mencionados, es una opción que se argumenta que requiere el monto menor de ajustes regulatorios. Por otra parte, es probablemente una opción que más puede beneficiar a la CFE. Actualmente, la CFE asume el costo de resolver los retos generados por intermitencia y la aceleración asociada con la generación renovable. El almacenamiento administrado por el CENACE resolvería dichos problemas sin costo para la CFE. Si CFE Transmisión invirtiera en almacenamiento energético, no solo se resolvería el problema de aceleración e intermitencia, pero CFE Transmisión obtendría un retorno regulado en sus activos por medio de una tarifa de transmisión con un riesgo mínimo.

Uno de los efectos de lado negativo del almacenamiento independiente por parte del CENACE es la aglomeración fuera de la inversión impulsada por el mercado. Asumiendo que el CENACE usará un volumen de servicios socialmente óptimo, los precios del mercado resultantes para dichos servicios no pueden ser lo suficientemente atractivo para albergar la inversión del sector privado. Por último, es importante crear regulaciones que asegurarán que, si el CENACE operara un sistema de almacenamiento, lo hace en una manera que maximiza el beneficio social. Por ejemplo, una regulación puede obligar al CENACE a solamente cargar los sistemas de almacenamiento con energía renovable, acompañada por una disposición que obliga al CENACE a pagar un precio razonable por energía renovable incluso si no se suministrara. Esto aseguraría un impacto ambiental óptimo desplazando la generación de combustible fósil tradicional, promovería la inversión en la generación renovable adicional generando precios mínimos y minimizaría los incentivos del CENACE para generar condiciones artificiales para el no suministro.

D) Almacenamiento asociado controlado por el CENACE

Un almacenamiento asociado contratado por medio de una subasta sería un acuerdo de suministro que puede ser similar en muchas formas a la opción independiente financiada por medio de las tarifas de transmisión antes descritas (C). Sin embargo, hay al menos dos diferencias:

1. La opción independiente es más flexible en términos de ubicación, mientras que la opción asociada se limita a las ubicaciones con centrales existentes. En el lado positivo,



si un sistema de almacenamiento está instalado en la propiedad de la central, se evitan los riesgos asociados con derechos de vía.

2. Un almacenamiento independiente puede cargarlo cualquier central. Sin embargo, si el almacenamiento está asociado con una central en particular, es probable que lo cargue solamente dicha central, si acaso, para evitar pérdidas en transmisión. El CENACE puede percibir esto como un tratamiento favorable de la central asociada.

Esto sugiere que la opción C) puede ser la preferida entre todas las opciones consideradas. Sin embargo, existe otra opción digna de mencionar. No porque sea una opción particularmente buena desde una perspectiva social, sino porque puede ser de interés para los inversionistas. Esta opción involucra a un inversionista que ofrece un contrato a largo plazo para un servicio específico como, por ejemplo, el control de frecuencia al CENACE. El contrato financiaría el activo de almacenamiento y remuneraría el servicio cuando se usa. Este contrato es atractivo para un inversionista, porque financiaría el activo que puede usarse para el arbitraje del precio u ofrecer otros servicios en el mercado o directamente al CENACE, como lo es el control de voltaje, por mencionar un ejemplo. No es una opción socialmente atractiva porque, en esencia, el contrato financia el activo para uso y beneficio del inversionista. Es más socialmente benéfico adquirir una capacidad entera y todos los servicios que tiene que ofrecer un activo.

Contratos legados y almacenamiento hidroeléctrico por bombeo

La SENER redactó los contratos legados y está en una posición para actualizarlos con el objetivo de fomentar el almacenamiento por rebombeo hidroeléctrico. En específico, crear un índice superior de retorno para activos que se asocian con el almacenamiento y permitir modificaciones del contrato análogas a un acuerdo de suministro, la SENER puede adquirir capacidad de almacenamiento por rebombeo.

3.5 Marcos regulatorios alternativos

En contraste con la sección previa, esta sección ofrece un enfoque fresco, no restringido por la ley existente, sobre cómo modificó el marco jurídico para optimizar la implementación y la integración del almacenamiento dentro de la red.

3.5.1 Una clase de activos de almacenamiento

Una primera modificación puede constar de generar una nueva clase de activo llamada “almacenamiento eléctrico”, liberando así al regulador y a los participantes del mercado de intentar acomodar las características del almacenamiento dentro del marco de la generación convencional. Esto permitiría subastar la nueva clase de activos sin acoplarla con otras clases de activos como la transmisión, la generación o la comercialización.

El beneficio convencional de crear una nueva clase de activo es un reconocimiento de características distintas asociadas con el almacenamiento. Por ejemplo, una subasta para un conjunto de servicios que puede ofrecer el almacenamiento, incluyendo una respuesta de



frecuencia rápida, puede sostenerse para una nueva clase de activo, tomando en cuenta las limitaciones de almacenamiento en términos de tiempo. Si el almacenamiento se fuerza a competir con la generación convencional para la provisión de servicios en donde la duración de la provisión de dichos servicios no se especifica o si es más prolongado que lo que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento promedio, el almacenamiento tendrá que recuperar su inversión solamente por medio de servicios en donde tiene una ventaja competitiva clara, como lo es la respuesta de frecuencia rápida, haciéndolos más costosos que lo que hubieran sido de otro modo si se ofreciera una parte de un conjunto de servicios. Esto no solo promovería la inversión en el almacenamiento, pero fomentaría las externalidades positivas asociadas con el almacenamiento, como lo es la mitigación de potencial de los gases de invernadero.

El reconocimiento de una clase del activo de almacenamiento también eliminaría la diseminación de determinadas barreras del almacenamiento. Por ejemplo, en México, el costo de la transmisión se recupera por medio de una tarifa que se grava sobre los generadores y la carga. Un generador que produjo un MWh de energía que se almacenó pagó una tarifa de transmisión y el consumidor final que recibió dicho MWh después de que fue liberado del almacenamiento también pagó una tarifa de transmisión. En consecuencia, la transmisión recuperó sus costos relacionados con el transporte de dicho MWh de energía y no hay necesidad de imponer una tarifa de transmisión al almacenamiento, al menos en dos ocasiones: al cargar y descargar. Esto sería cierto si no hay pérdidas de almacenamiento. La carga no recibe la energía perdida en el almacenamiento y, por lo tanto, no paga la tarifa de transmisión asociada con dicha energía. Dicho déficit en los ingresos por transmisión puede recuperarse por medio de una tarifa de transmisión impuesta a las pérdidas de almacenamiento. Una tarifa de transmisión específicamente para la clase de activo de almacenamiento sobre pérdidas de energía asociadas con el almacenamiento.

3.5.2 Integración de sistemas de almacenamiento

Una segunda modificación del marco jurídico puede centrarse en la integración de sistemas de almacenamiento dentro de la red. Esta integración puede ocurrir mediante una combinación de una regulación favorable del mercado, que fomente los sistemas de almacenamiento, similar al Reino Unido, y la obligación que se asemeje a la de California. Por ejemplo, el Reino Unido creó un mercado para un servicio que solamente puede ofrecer en general el almacenamiento, como lo es la Respuesta de Frecuencia Mejorada que requiere la liberación de potencia activa en un segundo o menos una vez que se registra una desviación desde la frecuencia requerida. Mientras que el Reino Unido promovió la implementación de almacenamiento por medio de una estructura de mercado, California hizo una obligación regulatoria para las entidades de servicio de carga para adquirir capacidad de almacenamiento tan pronto como en 2010, mediante el Proyecto de Ley 2514. El proyecto facilitó una relación contractual entre las entidades que sirven carga y operadores de almacenamiento, los cuales generaron seguridad de las ganancias para el almacenamiento y que sirvió como un ancla para los sistemas de almacenamiento que entran al mercado. Este tipo de ancla es necesario porque una alta penetración de sistemas de almacenamiento tiene probabilidad de tener como resultado precios de electricidad nivelados, haciendo que sea muy difícil obtener dinero por medio del arbitraje.



La ley fiscal también puede modificarse para permitir deducciones aceleradas para la clase de activo de almacenamiento, de manera similar a los activos renovables. La cantidad de estímulo fiscal puede ser proporcional al valor de externalidades positivas principales asociadas con el almacenamiento.

La integración de los sistemas de almacenamiento eléctrico hacia la red también requiere el modelado adecuado de despacho de almacenamiento para optimizar las operaciones del sistema. En general, una orden de mérito de despacho para generación convencional se basa en el costo de producir energía. En el caso del almacenamiento, la decisión de despacho no solo depende del costo de la energía en el mercado cuando se almacenó, sino en el costo de oportunidad de liberarla y el tiempo requerido para recargarla y tenerla disponible de nuevo. El costo de oportunidad de la liberación de energía desde el almacenamiento no puede liberarse posteriormente (al menos durante la recarga).

Los conceptos detrás del marco regulatorio alternativo presentado se derivan de las áreas observadas de la oportunidad en la regulación mexicana existente además de regulaciones que han trabajado bien (o no) en los mercados del Reino Unido y Estados Unidos y pueden adoptarse (o evitarse) en el mercado mexicano.

Los marcos regulatorios alrededor del mundo que pertenecen al almacenamiento eléctrico se describen mejor como trabajo en progreso. La regulación del almacenamiento energético es relativamente nueva y sigue formulándose o modificándose casi en todas partes del mundo. Aunque los retos regulatorios y del mercado asociados con el almacenamiento energético son similares, las soluciones propuestas a dichos retos difieren en diferentes jurisdicciones.

3.5.3 Ejemplos internacionales

En Dinamarca, el aumento repentino de techos solares en 2012 inició el riesgo de un boom paralelo de almacenamiento energético a pequeña escala. El riesgo del almacenamiento energético no regulado generó la creación de la regulación técnica para baterías, con el enfoque en los requisitos de estabilidad del sistema. La regulación no solo articula los requisitos de conexión técnica para baterías, sino que también permite rastrear la capacidad de almacenamiento dentro del sistema para hacer que las autoridades estén conscientes del desarrollo y poder así reaccionar al mismo. Los primeros Requisitos Técnicos publicados consideraron solo baterías y se desarrollaron muy rápido y desorganizadamente en 2017. Entonces se desarrolló un Requisito Técnico más comprensivo y se publicó en 2019 y consideró todo el almacenamiento energético, excepto en vehículos eléctricos. Europa ahora sigue los pasos de Dinamarca y evalúa códigos de red similares a los que implementó Dinamarca.

Los pasos futuros hacia la mejor integración del almacenamiento en el mercado que se consideran actualmente tanto en Dinamarca como en Europa son, por mencionar algunos, reducir los tamaños de oferta mínimos, reducir el cierre de la puerta del mercado, reducir los periodos de liquidación de desbalances y aumentar la comercialización de servicios conexos, los cuales se consideran en su totalidad como con potencial para fomentar la participación de almacenamiento energético en el mercado eléctrico.



La Directiva Europea 2019/944 “establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento de energía y suministro de electricidad, así como normas relativas a la protección de los consumidores, con vistas a la creación en la Unión de unos mercados de la electricidad competitivos realmente integrados, centrados en el consumidor, flexibles, equitativos y transparentes en la Unión” (UE, 2019).

La Directiva indica que “componentes de red plenamente integrados» significa componentes de red integrados en la red de transporte o distribución, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que se utilizan al único efecto de garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte o distribución, y no a efectos de balance o de gestión de congestiones” (UE, 2019)³⁸.

La Unión Europea ha tomado un enfoque de mercado para implementar el almacenamiento de manera similar a la experiencia del Reino Unido ya descrita. En específico, la directiva indica que “Los gestores de redes no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía. En el nuevo diseño del mercado de la electricidad, los servicios de almacenamiento de energía deben basarse en el mercado y ser competitivos. En consecuencia, se deben evitar las subvenciones cruzadas entre el almacenamiento de energía y las funciones reguladas de transporte y distribución³⁹”. Continúa y menciona cómo los proveedores de almacenamiento deben recibir toda oportunidad para proporcionar sus servicios.

El enfoque del mercado para integrar el almacenamiento en el sistema eléctrico presenta retos numerosos para el mercado mexicano. El mercado europeo se mueve hacia la generación y sistemas descentralizados, impulsado en gran parte por la generación distribuida que, por motivos socioeconómicos, no tiene probabilidad de ocurrir en México en grados similares a nivel de consumidores residenciales. Adicionalmente, es importante visualizar que el almacenamiento es una tecnología nueva con la que las regulaciones intentan mantener el paso en todo el mundo. Algunos mercados, como Europa, usan el enfoque basado en el mercado para integrar el almacenamiento energético en sus sistemas de electricidad. Otros mercados, como California, están integrando el almacenamiento a través de requisitos regulatorios. No hay ningún registro que sugiera que Europa está teniendo éxito y un ejemplo de una limitación asociada con la integración del almacenamiento asociado solamente mediante la comercialización del mercado se observa en el Reino Unido. Del mismo modo, las limitaciones de integrar el almacenamiento solamente mediante la regulación que hace que el almacenamiento sea obligatorio puede verse en la experiencia de California. El hecho es que la integración de sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas es un trabajo en progreso y México no es la excepción.

3.6 Conclusiones

El creciente interés en el almacenamiento energético en México ha precipitado una serie de talleres y conferencias con la participación de académicos, agencias gubernamentales y el sector privado, centrándose en el rol potencial que el almacenamiento puede desempeñar en

³⁸ Definición #51, Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo.

³⁹ Objeto #62, Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo.



la red eléctrica nacional. Una de las conclusiones comunes para todos los talleres fue que el marco regulatorio actual no es conductivo de la inversión en el almacenamiento energético. Algunas de las barreras principales para el almacenamiento incluyen la falta de mercado para una respuesta de frecuencia rápida, que es la manera principal en que los sistemas de almacenamiento participan en los mercados eléctricos alrededor del mundo, la falta de un marco contractual a largo plazo que puede fomentar la inversión proporcionando seguridad de las ganancias y la ausencia de un procedimiento formal para la adquisición de servicios auxiliares no incluidos en el mercado mayorista.

La mayoría de las modificaciones sugeridas para superar las barreras del almacenamiento se hicieron a nivel regulatorio, bajo jurisdicción de la CRE, eludiendo la necesidad de cambiar la LIE. Los cambios propuestos se concentraron en la estimulación de la inversión en el sector privado en el almacenamiento haciendo posible al almacenamiento comercializar todos los servicios que puede proporcionar. Una avenida diferente para superar los obstáculos para el almacenamiento incluye clasificarlo como transmisión y adquirir capacidad de almacenamiento por medio de contratos a largo plazo similares a los contratos de adquisición de potencia.

Además de los beneficios comerciales, el almacenamiento eléctrico proporciona un conjunto de beneficios sociales que no se capturan en el precio de los servicios que puede proporcionar el almacenamiento. Si el valor de los servicios que proporciona el almacenamiento, combinado con el valor de externalidades positivas excede el costo del almacenamiento, entonces, desde la perspectiva social, debe fomentarse el almacenamiento.



3.7 Referencias

Congreso de la Unión. Decreto por el que se reforman adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (2013). Retrieved from: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

Congreso de la Unión. Ley de la Industria Eléctrica (2014). Retrieved from http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014

El Congreso General de la Unión (2015), La Ley de Transición Energética. Retrieved from: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015

Secretaría de Energía (SENER) 2015, Las Bases del Mercado Eléctrico. Retrieved from: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

Secretaría de Energía (SENER) 2016-2019, Manuales de Prácticas de Mercado. Retrieved from: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ManualesMercado.aspx>

Secretaría de Energía (SENER) 2017, Manual de Costos de Oportunidad. Retrieved from: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5501341&fecha=16/10/2017

Secretaría de Energía (SENER) 2016a, Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Retrieved from: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441705&fecha=17/06/2016

Secretaría de Energía (SENER) 2016b, Manual del Mercado para el Balance de Potencia. Retrieved from: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453483&fecha=22/09/2016

Secretaría de Energía (SENER) 2016c, Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. Retrieved from: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5444865&fecha=15/07/2016

Secretaría de Energía (SENER) 2016d, Minuta de Sesión Grupo de Trabajo de Almacenamiento de Energía Consejo Consultivo de la Transición Energética. Retrieved from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118013/Minuta_1a_Sesi_n.pdf

Secretaría de Energía (SENER) 2016e, Minuta de la Segunda Sesión Grupo de Trabajo de Almacenamiento de Energía Consejo Consultivo de la Transición Energética. Retrieved from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118017/Minuta_2a_Sesi_n.pdf

Secretaría de Energía (SENER) 2016f, Minuta de la Tercera Sesión Grupo de Trabajo de Almacenamiento de Energía Consejo Consultivo de la Transición Energética. Retrieved from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118020/Minuta_3a_Sesi_n.pdf

Secretaría de Energía (SENER) 2020, ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. Retrieved from: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), 2018, Reporte de Prioridades Nacionales Sobre el Tema: “Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica”



Gauss Energía S.A. de C.V. & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) Electrical Energy Storage in Mexico (2019). Retrieved from: https://www.bivica.org/files/5368_almacenamiento-energia_Mexico.pdf

Secretaría de Energía (SENER) 2019, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033 (2019). Retrieved from: <https://www.gob.mx/sener/documentos/prodesen-2019-2033>

Secretaría de Energía (SENER) y Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) 2016g. Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios. Retrieved from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110_1300h_Estrategia_CCTE-1.pdf

European Parliament and the Council (EU) 2019, Directive 2019/944 of the European Parliament and the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. Retrieved from: <http://www.legislation.gov.uk/eudr/2019/944/contents>

Secretaría de Energía (SENER) 2017a, Nota Explicativa Contratos Legados, Retrieved from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258356/Nota_explicativa_contratos_legados.pdf

Secretaría de Energía (SENER) 2017b, Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados, Retrieved from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258363/ANEXO_D.pdf

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), 2020, Pronósticos de Horas Críticas, Retrieved from: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/PronHorasCriticas.aspx>

Congreso de la Unión. Ley Del Impuesto Sobre la Renta (2019). Retrieved from: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_091219.pdf

Secretaría de Energía (SENER) 2020, la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. Retrieved from: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5585823&fecha=07/02/2020