

1. Revisión de experiencias y tendencias en tecnologías de almacenamiento de electricidad en México y a nivel mundial

Julio 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. en Ing. Elec. Jorge Alejandro Monreal Cruz

M. en Ing. Ener. Diego De la Merced Jiménez.

M.A. Econ. Pawel Maurycy Swisterski

Dr. Juan José Vidal Amaro

Consultores, 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

Bldv. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

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

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

BORRADOR



Content

| | |
|---|-----------|
| Content..... | 5 |
| Tables | 7 |
| Figures..... | 7 |
| 1. Almacenamiento de electricidad en México | 9 |
| 1.1 Antecedentes..... | 9 |
| 1.1.1 El sistema eléctrico mexicano | 12 |
| 1.1.2 Breve introducción al almacenamiento de electricidad | 16 |
| 1.1.3 Proyectos existentes y planeados del almacenamiento de electricidad | 18 |
| 1.1.4 Proyectos de investigación | 21 |
| 1.2 Mapeo de las partes interesadas relevantes | 25 |
| 1.2.1 Instituciones con influencia directa en el proceso regulatorio..... | 26 |
| 1.2.2 Institución que opera el sistema eléctrico y con influencia en el proceso regulatorio técnico | 26 |
| 1.2.3 Instituciones con influencia secundaria en el proceso regulatorio..... | 26 |
| 1.2.4 Empresa paraestatal y el sector privado (participantes en el mercado mayorista)..... | 27 |
| 1.2.5 Instituciones del sector académico..... | 27 |
| 1.2.6 Instituciones internacionales | 27 |
| 1.2.7 Organizaciones no gubernamentales..... | 28 |
| 1.2.8 Atribuciones legales..... | 28 |
| 1.3 Tendencias globales y regionales sobre almacenamiento de electricidad a escala de la red..... | 34 |
| 1.4 Tendencias globales | 36 |
| 1.4.1 Estado global de los sistemas de almacenamiento de electricidad | 36 |
| 1.4.2 Despliegue regional de sistemas de almacenamiento de electricidad | 40 |
| 1.4.3 Servicios provistos por sistemas de almacenamiento de electricidad | 43 |
| 1.4.4 California | 47 |
| 1.4.5 Reino Unido (UK) | 56 |
| 1.4.6 Conclusiones..... | 62 |
| 1.5. Criterios e impulsores del éxito que habilitaron la implementación de proyectos de almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos..... | 64 |
| 1.5.1 Antecedentes..... | 64 |
| 1.5.2 Despliegue por obligación legal | 64 |
| 1.5.3 Despliegue por subsidios..... | 65 |
| 1.5.4 Marco normativo | 65 |



| | |
|---|----|
| 1.6 Factores que permiten el almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos..... | 66 |
| 1.6.1 Normas clara, definiciones y clasificaciones | 66 |
| 1.6.2 Normativa de no discriminación | 66 |
| 1.6.3 Seguridad de ingresos..... | 67 |
| References..... | 68 |



Tables

- Table 1.1.** Proyectos de almacenamiento de energía identificados en México. Fuente: Elaboración propia.
- Table 1.2.** Datos del proyecto de AEHR en Zimapán. Fuente: (CFE, 2019b)
- Table 1.3.** Proyectos de investigación en México, 2013 – 2018. Fuente: (CONACYT, 2020).
- Table 1.4.** Comparación de las partes interesadas y los mercados de California y México. Fuente: elaboración propia.
- Table 1.5.** Recurso No Generador (NGR) y productos ofrecidos. Fuente: elaboración propia.

Figures

- Figure 1.1.** Regiones de control del Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: “PRODESEN 2018-2032” (SENER, 2018).
- Figure 1.2.** Capacidad de las conexiones entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017 (Megawatts). Fuente: “PRODESEN 2018-2032” (SENER, 2018).
- Figure 1.3.** Capacidad instalada por tipo de tecnología en 2018. Fuente: “PRODESEN 2019-2033” (SENER, 2018).
- Figure 1.4.** Precios marginales locales promedio en cada región de transmisión limitaciones de los ingresos en 2017. Fuente: taller SAE 2019
- Figure 1.5.** Instituciones relacionadas con el almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia.
- Figure 1.6.** Servicios que puede proporcionar el almacenamiento de electricidad. Fuente: (IRENA, 2017).
- Figure 1.7.** Capacidad operativa global de almacenamiento de electricidad por tecnología. Fuente: (IRENA, 2017).
- Figure 1.8.** Capacidad operativa instalada a nivel mundial de potencia de almacenamiento de electricidad (GW) por clasificación de tecnología en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.9.** Una imagen previa de los diferentes tipos de tamaños comunes de módulos de almacenamiento de energía, tiempo de descarga y servicios (SME: Almacenamiento de energía magnético superconductor). Fuente: (Victor, et al., 2019).
- Figure 1.10.** Número de proyectos a nivel mundial de almacenamiento de electricidad por capacidad de potencia y tecnología. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.11.** Capacidad de almacenamiento electroquímico a nivel mundial para efectos estacionarios, 1996-2016, Fuente: (IRENA, 2017).



- Figure 1.12.** Capacidad operativa y tecnología de potencia electroquímica (MW). Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.13.** Capacidad operativa instalada (MW) de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) por país (los primeros once en el ranking mundial). Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.14.** Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalada, excluyendo la energía hidroeléctrica de bombeo en Estados Unidos. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 15.** Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalada, excluyendo la energía hidroeléctrica de bombeo en China. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.16.** Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalado, excluyendo energía hidroeléctrica de bombeo, en España. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.17.** Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalado, excluyendo energía hidroeléctrica de bombeo, en Alemania. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.18.** Distribución de servicios provistos por capacidad de potencia del PHS operativo. Fuente: adaptado de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.19.** Distribución de servicios provistos por capacidad de almacenamiento de energía electroquímica. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.20.** Distribución de servicios provistos por capacidad de almacenamiento de energía electromecánica. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).
- Figure 1.21.** Distribución de servicios provistos por capacidad instalada de almacenamiento de energía térmica. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).



1. ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO

1.1 Antecedentes

Para comprender el estado del almacenamiento de electricidad en México, es necesario entender ampliamente al sector eléctrico mexicano y su transformación.

La constitución mexicana fue enmendada en 2013 (*Reforma Energética - Resumen Ejecutivo*, 2014) para permitir la participación de empresas privadas en determinados segmentos del sector energético, que hasta agosto de 2014 estaba compuesto principalmente por tres empresas estatales integradas verticalmente: la compañía petrolera del estado mexicano, Petróleos Mexicanos (PEMEX)¹, la compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Por lo tanto, durante casi 54 años, CFE ha tenido la total responsabilidad para la generación, transmisión, distribución y operación del sistema eléctrico en México, además de la planificación del mismo.

CFE fue fundada en 1937 con el objetivo de organizar y dirigir un sistema nacional para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Actualmente, también hay otros participantes del sector privado en el mercado, principalmente en el sector industrial. En 1960, el Presidente Adolfo López Mateos nacionalizó la industria eléctrica con el fin de aumentar el nivel de electrificación, ya que en ese año solo se suministraba al 44% de la población mexicana. A inicios del año 2000, la CFE tenía una capacidad instalada de generación de 35,385 MW y cobertura del servicio eléctrico del 94.7% a nivel nacional (CFE, 2019). No fue sino hasta 2009 que México asignó a la CFE como la única compañía paraestatal que proporcionaría servicio eléctrico en el país, decretando la extinción de la compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), la cual suministró energía eléctrica en la región central del país hasta entonces.

Por lo tanto, a partir de 2009, CFE participó en todas las etapas para la generación eléctrica, es decir, la planificación, construcción, operación, transmisión y distribución de electricidad. De este modo, la Secretaría de Energía (SENER), junto con la Comisión Reguladora de Energía (CRE), aprobaron las políticas públicas, planificación, regulación y tarifas para los servicios que ofrece CFE.

La reforma de 2013 reestructuró a la CFE en varias empresas², controladas centralmente por la sede corporativa de la CFE, con la intención de crear un mercado eléctrico abierto y hacer que la CFE sea una de las empresas participantes en esta nueva estructura, mientras mantiene la

¹ La reforma de 2013 transformó a PEMEX en una empresa productiva del estado para desarrollar actividades comerciales e industriales para la cadena productiva completa en la industria petrolera (*Ley de Petróleos Mexicanos*, 2014).

² Las subsidiarias actuales de CFE son: CFEnergía, CFE Internacional, Intermediación de Contratos Legados, Generación Nuclear, Generación (dividida en seis subsidiarias: de Generación 1 a 6), Consumo Calificado, Suministro Básico, Transmisión, Distribución. Fuente: "Ley de la Comisión Federal de Electricidad", artículo 57 (*Ley de la Industria Eléctrica*, 2014).



característica de ser propiedad del estado, como Empresa productiva del Estado, propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que goza de autonomía técnica, operativa y de gestión para las actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objetivo, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Por otro lado, la responsabilidad para planificar el sistema eléctrico se transfirió a la Secretaría de Energía (SENER). La implementación de la reforma en el sector eléctrico completó las siguientes etapas:

2013. Reforma energética. La Constitución está enmendada para permitir la participación del sector privado en la generación y comercialización de electricidad, además de ofrecer servicios conexos. Tanto la transmisión como la distribución permanecen bajo el control de la CFE, pero los contratos con el sector privado están permitidos.
2014. La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) (Ley de la Industria Eléctrica, 2014) está publicada y establece los derechos y responsabilidades de la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como el Operador Independiente del Sistema y los derechos y responsabilidades de los participantes del mercado.
2015. Las Reglas del Mercado Eléctrico están publicadas (Bases del Mercado, 2015).
2016. Desde 2016. Los manuales del mercado eléctrico y la norma regulatoria correspondiente se publicaron (y siguen publicándose). Aún no se ha establecido gran parte de la infraestructura reguladora relevante para el almacenamiento de electricidad.

Hasta 2014, la CFE fue el arquitecto principal de la planificación del sistema eléctrico, con el apoyo de la SENER y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La CFE publicó periódicamente el desarrollo planificado de la red eléctrica y de las inversiones asociadas en infraestructura en un Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). El POISE sirvió como punto de partida para todos los proyectos de infraestructura eléctrica en México.

La CFE publicó el último POISE para el periodo 2014-2028 (Comisión Federal de Electricidad, 2014). En este POISE, la CFE argumenta que, debido a que la electricidad no puede almacenarse, el establecer márgenes de reserva adecuados es de suma importancia para mantener la fiabilidad en el suministro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN). Esto implica que, para mantener un margen de reserva aceptable, debe garantizarse que la capacidad instalada de generación sea mayor que la demanda anual máxima, pero también debe tener los recursos necesarios para manejar la indisponibilidad de las paradas programadas o no programadas de las unidades generadoras debido a mantenimiento, degradación y otras causas, aumentando la flexibilidad para enfrentar eventos críticos o contingencias mayores, tales como desviaciones en el pronóstico de la demanda, contribuciones de pérdidas a las centrales hidroeléctricas, demora en la entrada de operación de unidades nuevas o líneas de transmisión, fallas a largo plazo, indisponibilidad de gasoductos o desastres naturales. En la metodología para calcular el margen de reserva, se identifican tres elementos fundamentales: Reserva operativa (6% de la demanda máxima), fallas aleatorias de las unidades generadoras y eventos críticos en el sistema (2% de la demanda máxima) (Comisión Federal de Electricidad, 2014). Sin embargo, la CFE menciona dentro del margen de la reserva energética, que debe alcanzar al final de cada año un nivel mínimo de energía almacenada en grandes plantas hidroeléctricas como criterio adicional de planificación y operación, estableciendo esto dentro de 15 y 18 TWh. Además, el programa muestra la relación entre el volumen (Mm³) de almacenamiento de agua y la electricidad correspondiente que puede generarse (GWh) para cada estación hidroeléctrica grande regulada en el sistema (Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas en el río Grijalva; Caracol, Infiernillo y Villita en el río Balsas; Temascal en la conjunción de los ríos Tonto y Santo Domingo



Papaloapan; El Cajón y Aguamilpa en el río Santiago; y Zimapán en el río Moctezuma) (Comisión Federal de Electricidad, 2014).

En 2014, de conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica, la SENER asumió el liderazgo en la planificación y el desarrollo del sistema eléctrico mexicano. En 2015, la SENER publicó el primer Programa de Desarrollo de Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). Este informe constó de tres programas complementarios: el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE); el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2018-2032; y el Programa de Expansión y Modernización de las Redes Generales de Distribución. Los objetivos principales fueron minimizar el costo de satisfacer la demanda eléctrica, reducir los costos de congestión de la transmisión y fomentar una expansión eficiente de la capacidad instalada de generación. El PRODESEN reporta las pautas generales para desarrollar el sistema eléctrico, presenta proyectos para la generación, transmisión y distribución a corto y mediano plazo, con un horizonte temporal de 15 años (SENER, 2018).

En la edición del PRODESEN, “PRODESEN 2018-2032” (SENER, 2018), se reconoce la importancia del almacenamiento de electricidad en el contexto del desarrollo y la modernización de la red de distribución eléctrica en un contexto de red inteligente, en donde se espera que tenga una infraestructura de transmisión y distribución altamente automatizada, además de una gestión completa de activos y una alta flexibilidad operativa de la red, lo cual prevé el aumento en la incorporación de sistemas de generación distribuida y la gestión óptima de energía en la red. Mientras que SENER no menciona los proyectos específicos de almacenamiento en el PRODESEN, sí reconoce el papel concomitante del almacenamiento de electricidad con generación renovable e identifica el desarrollo y la integración de tecnologías avanzadas de almacenamiento como meta para efectos de control de picos, de conformidad con el Programa Especial de Transición Energética.

El 31 de mayo de 2017, la SENER publicó el Programa Especial de Transición Energética (PETE) (SENER, 2017) para promover el uso de tecnologías y combustibles limpios. Uno de los cuatro objetivos del Programa fue expandir y modernizar la infraestructura de transmisión y aumentar la generación distribuida y el almacenamiento. La SENER reconoció el almacenamiento de electricidad como una solución para la intermitencia relacionada con la generación renovable e identificó el papel que la energía hidroeléctrica de bombeo puede desempeñar en el mercado de servicios conexos; las baterías y la sal fundida también se identificaron como una opción viable de almacenamiento de electricidad. Sin embargo, el Programa también reconoció los obstáculos regulatorios que evitan actualmente que las baterías participen en el mercado eléctrico debido a que el marco normativo no considera una figura o régimen especial para la energía almacenada que se considerará como generación eléctrica cuando se suministra al mercado eléctrico. Una situación similar ocurre para permitir la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado de servicios conexos.

Además de la sinergia que ofrece el almacenamiento para la integración de fuentes renovables e intermitentes de energía, el almacenamiento de electricidad ofrece muchos otros beneficios para el sistema eléctrico en México, ya que los diferentes servicios que puede proporcionar a la red, como lo son energía, electricidad, reservas operativas y reguladoras, arranque de emergencia, descongestión de energía y nivelación de picos, entre otros, permitirían que el CENACE tenga opciones suficientes y adecuadas para garantizar la seguridad, estabilidad y calidad de la energía en la red. Además, con la regulación adecuada, será posible crear un mercado alrededor de estos servicios, el cual puede ser particularmente benéfico tanto para empresas privadas como para la CFE.

1.1.1 El sistema eléctrico mexicano

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se organiza en diez regiones de control, como se muestra en la **Figura 1.2**. La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de 9 centros de control regionales. Las siete regiones del macizo continental (noroeste, norte, noreste, oeste, centro, este, peninsular) se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las 3 regiones restantes de Baja California, Baja California Sur y Mulegé están **completamente** aisladas del resto de la red eléctrica nacional.



Figura 1.2. Regiones de control del Sistema Eléctrico Nacional. Fuente: “PRODESEN 2018-2032” (SENER, 2018).

Además, el SEN comprende 53 regiones de transmisión, cuya capacidad durante el año 2017 fue de 76, 697 MW (**Figura**), que representó un crecimiento del 3.4% con respecto al año anterior.

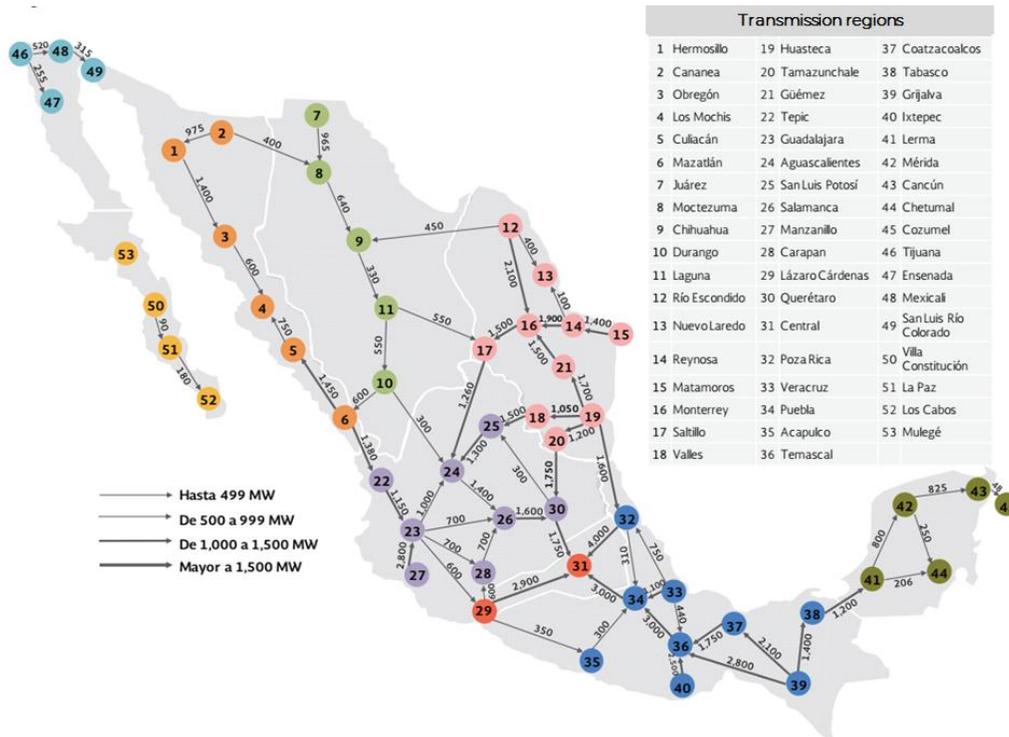


Figura 1.3. Capacidad de las conexiones entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017 (Megawatts). Fuente: "PRODESEN 2018-2032" (SENER, 2018).

A finales del 2017, México tuvo una capacidad instalada total de 75.7 GW, 70.5% de la cual fue generación de combustible fósil. Mientras tanto, la energía renovable representó el 25.7% de la capacidad total de México, produciendo 49.2 TWh, o 15.4% de los 319.4 TWh consumidos en ese año en México (SENER, 2018). Cabe señalar que la gran mayoría de la capacidad renovable instalada en México se concentra en la energía hidroeléctrica, con una participación del 64.9% de todas las energías renovables.

A finales de 2018, México tuvo una capacidad instalada de 70.053 GW, 66.8% de la cual fue generación de combustible fósil. Mientras tanto, la energía renovable representó el 33.2% de la capacidad total de México, produciendo 73.6 TWh o 23.1% de los 318.24 TWh consumidos en ese año en México (SENER, 2019). Cabe señalar que la gran mayoría de la capacidad renovable instalada en México se concentra en la energía hidroeléctrica, con una participación del 61.1% de todas las energías renovables.

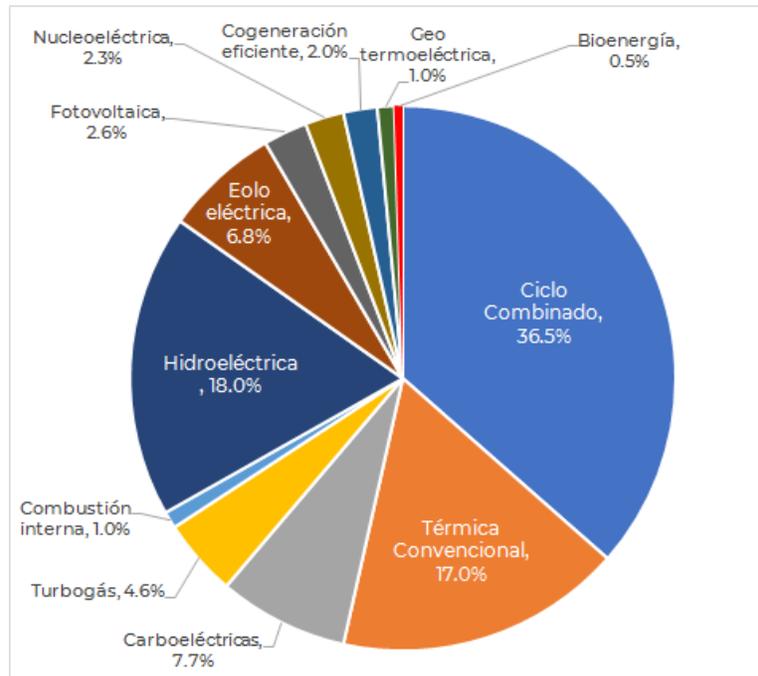


Figura 1.4. Capacidad instalada por tipo de tecnología en 2018. Fuente: "PRODESEN 2019-2033" (SENER, 2018).

Mientras que la contribución de energía renovable del país está dominada por la energía hidroeléctrica, la energía eólica y la energía solar crecen con mayor rapidez que cualquier otra tecnología. De acuerdo con un informe de 2015 de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés), solo la energía eólica tiene el potencial de producir 92 TWh de electricidad anualmente para el 2030, mientras que la energía fotovoltaica solar puede contribuir con 66 TWh en el mismo horizonte temporal. Esto representaría el 20% de la generación energética en el país para el 2030 y requeriría una tasa promedio de instalación de 1.7 GW para la energía eólica y 1.5 GW para la energía solar, por año (IRENA 2015).

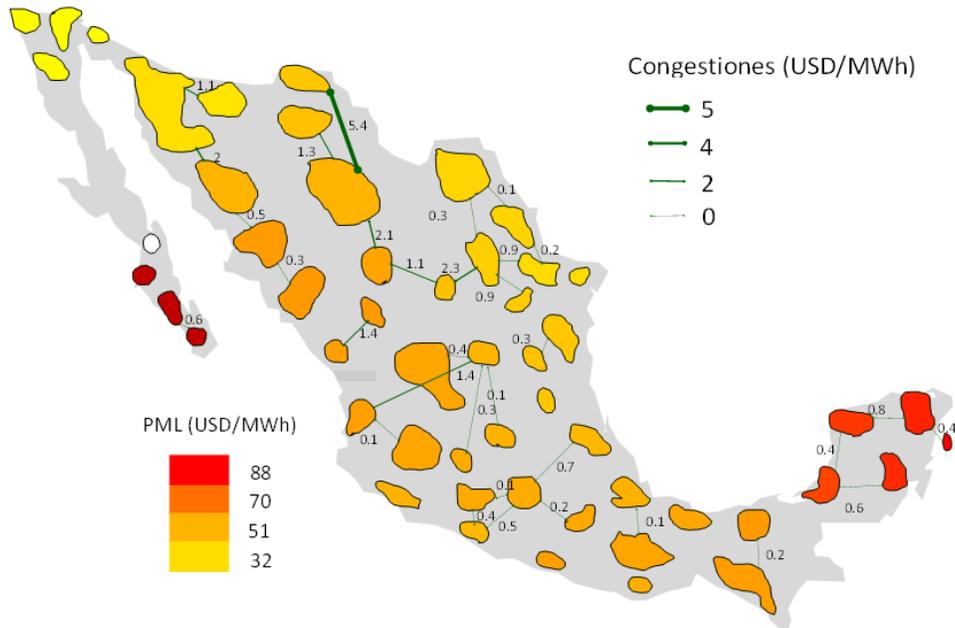


Figura 1.5. Precios marginales locales promedio en cada región de transmisión limitaciones de los ingresos en 2017. Fuente: taller SAE 2019

La integración del aumento de las participaciones de las energías renovables representa retos para la red existente en México. En primer lugar, la capacidad de la red de transmisión y distribución debe extenderse para eliminar las limitaciones; los retos operativos de mantener los parámetros del sistema dentro de los límites aceptables se vuelven más complejos, en especial en condiciones climáticas desfavorables (Figura 1.4). La alta penetración de la generación intermitente representa los retos sobre la regulación de frecuencia, calidad de frecuencia, reducción de inercia del sistema, regulación primaria, márgenes de reservas y la vida útil de las centrales eléctricas convencionales debido a la necesidad de rampas más frecuentes y pronunciadas.

Aunque México goza de un potencial renovable sustancial, como se mencionó antes, la penetración actual de las energías renovables continúa siendo baja. Sin embargo, esta situación está cambiando rápidamente debido a tres factores: i) las metas energéticas renovables del país de 35% para 2024 y 50% para 2050; ii) la llegada de los proyectos nuevos que es el resultado de tres subastas energéticas a largo plazo; y iii) el crecimiento sostenido de las centrales eléctricas en generación distribuida.

El aumento de las energías renovables, la insuficiente infraestructura de la red de transmisión y la congestión en las redes de distribución pondrán a prueba la operación tradicional de la red debido a la intermitencia de este tipo de recursos. El almacenamiento de electricidad puede tener un papel creciente para abordar estos retos en una forma costos eficiente, mientras se promueve la descarbonización del sector energético mexicano.



1.1.2 Breve introducción al almacenamiento de electricidad

Como es sabido, para descarbonizar la matriz energética, es necesario implementar el uso de fuentes diferentes de energía renovable y aumentar la eficiencia energética. Sin embargo, la penetración de las tecnologías renovables se ha visto obstaculizada por sus costos, los cuales disminuirán, así como por su intermitencia y variabilidad, la cual reduce la disponibilidad y provoca inestabilidad en la red. Por lo tanto, superar estos retos es primordial para que las energías renovables representen una porción relevante de la cartera energética mundial.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) afirma que “las tecnologías de almacenamiento de energía pueden apoyar los objetivos de seguridad energética y cambio climático proporcionando servicios valiosos en sistemas energéticos tanto desarrollados como en desarrollo” y destaca que “las tecnologías de almacenamiento de energía pueden ayudar a integrar de mejor manera nuestros sistemas eléctricos y térmicos y pueden desempeñar un papel crucial en la descarbonización de los sistemas energéticos al:

- mejorar la eficiencia de uso de los recursos del sistema energético
- ayudar a integrar niveles más altos de distintos recursos renovables y la electrificación del sector de uso final
- fomentar una mayor producción de energía en donde se consume
- aumentar el acceso a la energía
- mejorar la estabilidad, flexibilidad, fiabilidad y resiliencia de la red eléctrica”. (AIE, 2014)

De acuerdo con la firma auditora y consultora Deloitte, “actualmente, el consenso emergente es que el almacenamiento de energía es la tecnología esencial que dará una forma nueva al sector energético al habilitar una amplia adopción e integración en la red de energías renovables solares y eólicas” y menciona que “el impacto del almacenamiento de energía tiene largo alcance y pues no solo aborda las cuestiones de atender el asunto de una penetración de la energía renovable limitada, también altera fundamentalmente la relación de larga duración entre los servicios públicos y sus clientes” (Deloitte, 2015). Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS por sus siglas en inglés) se concibieron desde el inicio para consumir energía excedente de la red eléctrica. Al evolucionar hasta la actualidad, ahora proporcionan productos asociados y servicios relacionados que pueden contribuir con los componentes de eficiencia, calidad, fiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de la red a la cual están conectados; es decir, pueden participar en el funcionamiento ordinario y emergente, colaborando con la estabilidad de los sistemas eléctricos.

La energía almacenada por un SAE puede provenir de la red o de una Central Asociada, ya sea debido a la producción excedente, la indisponibilidad del sistema para absorber energía o las estrategias de comercialización (incluyendo el arbitraje energético). En su versión más simple, un SAE funciona de la siguiente manera:

1. Conversión: Se toma la electricidad, ya sea de la red o de una central eléctrica en un periodo finito; es decir, actúa como centro de carga y tiene la opción de hacer ofertas de compra para convertir la Electrificación en otra forma de energía que pueda almacenarse.
2. Almacenamiento: es el almacenamiento de energía tal cual, el cual puede realizarse por diferentes medios. Esta fase se mantiene en un periodo finito hasta el momento en el cual se requiera la liberación de energía.



3. Reconversión: la energía almacenada se libera para llevarla de regreso a la red, en otro periodo finito, de acuerdo con las necesidades de la red eléctrica o los requisitos de la central eléctrica asociada. En esta etapa, el SAE funciona como una central eléctrica con la opción a realizar ofertas de venta o de acuerdo con las condiciones que establece el marco normativo.

Es importante mencionar que, para las tres fases de almacenamiento, hay pérdidas energéticas debido a la conversión, el almacenamiento y el proceso de reconversión. Por lo tanto, las tecnologías que cumplen con los niveles más altos de eficiencia pueden tener una mejor penetración tecnológica para almacenar energía.

El almacenamiento de energía para la red es un área de incipiente experiencia en México; sin embargo, la transformación del sector energético en México es una realidad. Con cambios en la política pública, los avances tecnológicos y las economías de escala, puede desencadenarse un proceso continuo que fomenta la competitividad de las opciones de generación de energía renovable y su penetración en el sistema energético mexicano. Así, mientras continúa el trabajo de ajustar las políticas, regulaciones y estructuras de mercado, para fomentar la integración estable de mayores participaciones posibles de la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables; la industria, los inversionistas y el gobierno proyectan y se preparan otorgando al almacenamiento de energía un papel crucial en esta transformación.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) comienza a reconocer el valor del almacenamiento y está creando políticas que mejoran aún más el caso de negocio para su adopción, ha estado trabajando en el desarrollo de una norma regulatoria para las tecnologías de almacenamiento desde 2018. En enero de 2019, definieron de manera preliminar los siguientes productos y servicios que puede ofrecer el almacenamiento de energía en México:

- a) Energía
- b) Capacidad
- c) Reservas secundarias
- d) Reservas rodantes
- e) Reservas no rodantes
- f) Reservas operativas
- g) Reservas suplementarias
- h) Reservas reactivas
- i) Capacidad reactiva
- j) Arranque de emergencia Operación aislada
- k) Servicios para diferir las inversiones en transmisión y distribución

Con una regulación adecuada, será posible crear un mercado próspero para estos servicios, los cuales pueden tener la oportunidad de ser beneficiosos tanto para empresas privadas como para la misma CFE. Derivado de la reforma energética, la CFE tiene ciertas condiciones que deben explorarse como oportunidades, ya que antes se veían como barreras; es decir, la gestión del incremento gradual y la intermitencia de la generación a partir de fuentes renovables están a cargo de la CFE, de manera que, una regulación adecuada permitirá obtener ingresos por estos servicios o, en su caso, permitiría que la empresa ofrezca mejores precios para este tipo de generación. Otra es que las centrales hidroeléctricas le permitirían optimizar los ingresos a través del almacenamiento hidroeléctrico de bombeo por el mayor tiempo posible. Debido a que la



mayoría de las centrales hidroeléctricas están en contratos legados, será necesario analizar de forma particular la posibilidad de usar la capacidad adicional fuera de los contratos legados.

1.1.3 Proyectos existentes y planeados del almacenamiento de electricidad

Como se menciona previamente, a pesar de reconocer su importancia, PRODESEN no presenta proyectos de almacenamiento de electricidad específicos. Sin embargo, el PETE contiene varias líneas de acción relacionadas con el almacenamiento de energía dentro del objetivo 2 “Expandir y modernizar la infraestructura de transmisión e incrementar la generación distribuida y almacenamiento”:

- 2.1.2 Identificar y evaluar proyectos piloto viables de hidroeléctricas para rebombeo y almacenamiento con baterías y gestionar fuentes renovables variables.
- 2.5.1 Analizar potencial de servicios conexos por almacenamiento a gran escala.
- 2.5.2 Desarrollar un Mapa de Ruta para el despliegue de sistemas de almacenamiento de energía.
- 2.5.3 Apoyar mediante fondos del sector, el desarrollo de estudios, proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación en almacenamiento de energía.
- 2.5.4 Promover la colaboración nacional e internacional en investigación, desarrollo e innovación en tecnologías de almacenamiento.
- 2.5.5 Fortalecer el marco normativo para el reconocimiento y la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico.

Sin embargo, estas líneas de acción, tales como proyectos piloto, el establecimiento del marco normativo y otros, son una guía general y no representan un proyecto o enlace específico a un objetivo cuantificable.

Tabla 1.1. Proyectos de almacenamiento de energía identificados en México. Fuente: Elaboración propia.

| NOMBRE | TECNOLOGÍA | CAPACIDAD | UBICACIÓN | PROPÓSITO | ESTADO | FUENTE |
|----------------------------|----------------------------|-----------------|-----------------------------|---|------------|-----------------------|
| Aura Solar III | Baterías de iones de litio | 10.5 MW/7.0 MWh | La Paz, Baja California Sur | Estabilización de la red. | Construido | (Gauss Energía, 2018) |
| Arroyo Power Energy | Baterías químicas | 12 MW/12 MWh | Monterrey, Nuevo León | Microrred, respuesta a la frecuencia, reserva rodante | Operativo | (Teslas only, 2018) |



| NOMBRE | TECNOLOGÍA | CAPACIDAD | UBICACIÓN | PROPÓSITO | ESTADO | FUENTE |
|--|--------------------------|-----------|------------------------------|-------------------|-------------|--------------------------------|
| Aeropuerto de la Ciudad de México | Volante | 1,800 kVA | Ciudad de México | Respaldo | Operativo | (Active Power, 2018) |
| Aeropuerto de la Ciudad de Toluca | Volante | 600 kVA | Toluca, Estado de México | Respaldo | Operativo | (Active Power, 2018) |
| San Juanico | Ácido de plomo | 2,450 Ah | Comondú, Baja California Sur | Suministro | -- | (Corbus, Newcomb, & Zke, 2004) |
| Zimapán | Hidroeléctrica de bombeo | 570 MW | Zimapán, Hidalgo | Servicios conexos | Planificado | --- |

El primer proyecto de almacenamiento de electricidad a escala de servicio público en México se construyó en La Paz, Baja California Sur, como parte de la central eléctrica Aura Solar de 39 MW que incluye un sistema de almacenamiento con baterías de iones de litio de 11 MW (Gauss Energía, 2018). Un desarrollo más reciente es el parque solar Aura III de 32 MW, también de la compañía Gauss Energía (Gauss Energía, 2018). El almacenamiento consta de baterías de iones de litio con una capacidad de carga/descarga de 10.5 MW y 7 MWh de energía almacenada. Es importante mencionar que el estado de Baja California Sur (BCS) no está conectado a la Red del Sistema Interconectado Nacional del territorio continental. Es un sistema aislado sin suministro de gas natural. Además, los precios marginales locales en BCS, por lo general, son superiores a los del territorio continental (ver tabla A1 y A2 del Anexo), con mayor volatilidad y márgenes mínimos y máximos diarios mayores.

De acuerdo con herramientas como el Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL), el Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL) y el Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables (SIGER) (ver figura A1 del Anexo), el estado de BCS registra una de las radiaciones solares más altas en México, cuyo suministro principal de electricidad es el diésel costoso y, en vista de las reducciones recientes en los costos de la energía solar fotovoltaica, los parques solares pueden volverse más atractivos. Considerando la posible reducción de energía solar y las oportunidades de arbitraje debido a las diferencias de precio, el almacenamiento de energía también puede parecer una opción prominente. Gauss Energy ha realizado un estudio (Gauss Energy-GIZ 2019) sobre la viabilidad económica del almacenamiento con baterías en Baja California Sur. El estudio concluye que una operación económica de un Sistema de almacenamiento de energía con baterías con la central de energía fotovoltaica existente podría ser posible en función de los casos de uso del comercio de energía con ingresos mixtos y precios maximizados.

Un tercer sistema de almacenamiento con baterías a escala es el banco de baterías de respaldo de energía de Arroyo Power. En octubre de 2018, Arroyo Power instaló un sistema de baterías de 12 MW/12 MWh para un fabricante de automóviles en Monterrey, pero las baterías no están



conectadas a la red y sirven como un seguro contra las fallas y cortes de energía (Teslas only, 2018).

Otros proyectos de almacenamiento son los sistemas de volante en los aeropuertos de la Ciudad de México y Toluca, los cuales instalaron un sistema de volante de almacenamiento de energía cinética de 1,800 kVA y 600 kVa, respectivamente, de Active Power para usarlos como respaldo para los sistemas de iluminación de las pistas y otros sistemas críticos de navegación (Active Power, 2018).

A una escala mucho menor, la pequeña población de San Juanico en Baja California, la cual está aislada de la red del sistema nacional de transmisión, instaló un proyecto eléctrico híbrido en 1999. El sistema comprende celdas fotovoltaicas de 17 kW, diez turbinas eólicas con una capacidad total de 70 kW y un generador a diésel de 80 kW. El sistema híbrido incluye un banco de baterías de ácido de plomo inundadas con una capacidad nominal de 2,450 Ah (Corbus, Newcomb, & Zke, 2004).

Como se describe anteriormente, la experiencia en almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos basada en estrategias “nuevas” como lo son baterías o volantes no es muy extensa en México. Sin embargo, la CFE ha acumulado una experiencia vasta en el almacenamiento hidroeléctrico simple; es decir, acumular agua en presas grandes para generar electricidad siguiendo un esquema controlado y de despacho cuando se requiere. Por otro lado, la posibilidad de utilizar la infraestructura hidroeléctrica actual para el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo es muy reciente. Incluso así, puede esperarse un despliegue rápido de esta alternativa de almacenamiento de electricidad.

En 2017, la CFE realizó un estudio e identificó al menos 169 sitios con potencial para desarrollar el Almacenamiento de Energía Hidroeléctrica por Rebombado (PHES por sus siglas en inglés) utilizando sus presas principales. La CFE observó los criterios siguientes para identificar los sitios potenciales: tamaño mínimo de depósito equivalente a un millón de metros cúbicos, potencia mínima por instalar equivalente a 1 MW y carga de agua útil mínima de 150 m. La CFE identificó al menos 169 sitios con potencial en sus presas principales para instalar almacenamiento de bombeo. Este análisis se basó en la metodología para la identificación de sitios que desarrolló la Unión Europea, pero la CFE desarrolló su propio algoritmo basándose en la publicación: "Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams" (*Almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada: potencial de transformación a partir de presas individuales*). De este modo, se crea un Sistema de Información Geográfica (GIS), el cual analiza las características topográficas y de disponibilidad de agua, además de la distancia entre depósitos, la carga hidráulica mínima y el tamaño mínimo de depósito, definiendo de esta manera un potencial teórico. Posteriormente, en una segunda etapa, se asignan restricciones físicas como áreas naturales protegidas, sitios deshabitados, infraestructura de transporte, etc., y la infraestructura eléctrica como la ubicación de las líneas y la capacidad de transmisión, limitando así un potencial a nivel de país, dando como resultado una identificación más real o una mayor probabilidad de alcanzar su viabilidad.

En el caso de México se usa la misma metodología, considerando en la primera fase todos los cuerpos de agua artificiales; es decir, solo tomaron la ubicación del PHES en las presas de la CFE. Se buscaría que en segunda fase el algoritmo proponga la identificación de los sitios en todos los cuerpos de agua del país que cumplan con las características mínimas para un PHES con mayor viabilidad.

Uno de los proyectos de AEHR con el estudio de factibilidad más avanzado es la presa de Zimapán, cuyos datos principales aparecen en la **Tabla 1.2**. El proyecto de AEHR en Zimapán puede operar con una capacidad mayor a 500 MW. El sitio se ubica en los límites de los estados



de Hidalgo y Querétaro y opera aprovechando la escorrentía y derrames de la central hidroeléctrica "Fernando Hiriart Balderama". Este proyecto tiene la ventaja de ubicarse en un área con una gran cantidad de demanda energética (ver **figura A.2 del Anexo**), de acuerdo con la última versión de PRODESEN 2018-2032.

Tabla 1.2. Datos del proyecto de AEHR en Zimapán. Fuente: (CFE, 2019b)

| Parámetro | Intervalo | Unidades |
|---------------------------------|----------------|-----------------|
| Capacidad del depósito inferior | 1.2 - 2.3 | hm ³ |
| Turbinas reversibles (2) | 199.5 - 370.5 | MW |
| Tubo de presión (diámetro) | 3.22 - 5.98 | m |
| Tubo de presión (longitud) | 682.5 - 1267.5 | m |
| Capacidad del depósito superior | 1,232 - 2,288 | hm ³ |
| Tiempo de llenado | 3.5 - 6.5 | h |
| Tiempo de turbidez | 2.8 - 5.2 | h |
| Carga útil | 361.2 - 670.8 | m |
| Potencia para instalar | 399 - 741 | MW |

La Escuela de Investigación de Ingeniería Eléctrica, Energía y Materiales (*Research School of Electrical Engineering, Energy and Materials*) de la Universidad Nacional de Australia, desarrollo la herramienta "*Electrical Research, Energy and Materials*" que analiza diferentes cuerpos de agua, que no son necesariamente ríos. Esta identificación se realiza mediante algoritmos con mapas de información de GIS y utiliza los resultados de la búsqueda en los mapas geoespaciales con almacenamiento que varía de 2 GWh por 6 horas a 150 GWh por 18 horas. Dentro de su análisis, se considera que, en América Central, hay un potencial probable de 4,200 TWh de almacenamiento y México está dentro de esta identificación. Esta identificación toma en cuenta un análisis de ciclo de carga/descarga por día, un valor de USD 1.15 / Costo de servicio y almacenamiento de USD 55 / MWh.

En 2017, la empresa Quanta Technology llevó a cabo un estudio (Quanta Technology, 2017) en donde menciona que el crecimiento de las necesidades de demanda y almacenamiento en México equivaldrán a 2,300 MW de potencia y 3,800 MWh de energía almacenada, en los siguientes diez años.

1.1.4 Proyectos de investigación

Los proyectos de investigación relacionados con el almacenamiento de energía se han iniciado en años recientes. Estos proyectos han sido financiados por el Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética mediante el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT, 2020). La Tabla 3 muestra la lista de proyectos y objetivos.



Tabla 1.3. Proyectos de investigación en México, 2013 – 2018. Fuente: (CONACYT, 2020).

| Proyecto | Objetivo general |
|---|--|
| Investigación sobre mezclas de hidruros reactivos: Nanomateriales para almacenamiento del hidrógeno como vector energético 2013-05 - 215362 Instituto de Investigaciones en Materiales UNAM | Producir y caracterizar nuevas mezclas de hidruros reactivos con alta capacidad para el almacenamiento de hidrógeno. |
| Caracterización y evaluación del proceso de depósito de Zn en contacto terminal para mejorar la eficiencia energética de capacitadores MPP 2013-05 - 272272 Instituto de Energías Renovables UNAM | Diseñar y evaluar un prototipo sobre el proceso de depósito por evaporación de Zn para conocer su alcance en la fabricación de conexiones finales de capacitadores de película de polipropileno metalizado (MPP) para mejorar la eficiencia de estos capacitadores. |
| Energía renovable y sistemas de almacenamiento de energía 2013-05 - 262880 Instituto Politécnico Nacional | Investigar la factibilidad económica de incorporar sistemas de almacenamiento de energía bombeando hacia la red eléctrica nacional por medio de un programa informático de "costos de producción". |
| Sistema de almacenamiento de energía basado en la purificación no convencional y la compresión de hidrógeno (electroquímica). 2014-01 - 246079 Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica SC | Desarrollar, caracterizar y evaluar un sistema acoplado para la purificación y compresión del hidrógeno a partir de tributarios reformados usando métodos electroquímicos de alta eficiencia basados en la tecnología PEM. |
| Síntesis y aplicación de nanoestructuras de carbono en la obtención de supercondensadores con alta densidad 2014-02 - 245225 Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares | Síntesis de NEC y su uso posterior en la elaboración de electrodos, a partir de la cual sus características como sistemas de almacenamiento de energía eléctrica se estudiarán para determinar su viabilidad como supercondensadores. |
| Generación y almacenamiento de energía química con nuevos materiales y celdas poliméricas de combustible, con aplicaciones en el transporte de vehículos eléctricos 2014-02 - 245920 Centro de Investigación y de Estudios Avanzados, Instituto Politécnico Nacional | Diseñar, construir y poner en funcionamiento un transporte eléctrico de tres plazas con una tecnología propia de producción de hidrógeno de alta pureza basado en una tecnología de metabolismo fermentativo de bacterias entéricas, producto de la descomposición de sustratos provenientes de residuos de frutas y vegetales ricos en carbohidratos y nopal para fermentación microbiana y almacenamiento de hidrógeno basado en recipientes que contienen compuestos de alanatos. |



| Proyecto | Objetivo general |
|---|--|
| <p>Energía renovable basada en la recuperación, purificación y almacenamiento de hidrógeno de centrales productoras de cloro-álcali</p> <p>2015-03 - 269546 Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica SC</p> | <p>Desarrollar un sistema prototipo para la purificación y el almacenamiento de energía basado en la compresión electroquímica del hidrógeno con alta eficiencia que se acoplará en una celda electrolítica que produzca cloro-soda a escala piloto.</p> |
| <p>Desarrollo de electrodos avanzados basados en Sn, Sb y C como ánodos para baterías de iones de sodio de bajo costo</p> <p>2015-07 - 274314 Dr. Jassiel Rolando Rodríguez Barreras (1)</p> | <p>Promover el conocimiento científico y tecnológico sobre el desarrollo de materiales nanoestructurados de Sn, Sb y C para obtener electrodos de ánodos que permitan una alta intercalación y movilización de iones de sodio en electrodos como ánodos de baterías de iones de sodio recargables, con aplicación en baterías recargables de iones de sodio para un mayor almacenamiento de energía, estabilidad y vida.</p> |
| <p>Fabricación y aplicación de hexaboruros nanoestructurados para la generación de potencia y el almacenamiento de gas como celdas de combustible</p> <p>2015-07 - 279090 Dr. Oscar Eugenio Jaime Acuña (1)</p> | <p>Estudio de la fabricación escalable de nanomateriales de boro usando hexaboruros como sistemas modelo para medir el comportamiento en procesos de transporte electrónico, además de comprender y mejorar su potencial en el almacenamiento de iones e hidrógeno. Se obtendrá una clase de materiales con capacidad de generación de potencia única y potencialmente transformativa que pueda dirigirse al desarrollo de dispositivos funcionales futuros.</p> |
| <p>“Desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía de bajo costo: baterías de flujo y celdas de combustible alcalino”</p> <p>2017-03 - 292862 Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias</p> | <p>Establecer en México un programa multidisciplinario de I+D para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica de larga duración con el objetivo de desarrollar y probar prototipos (conectados a la red).</p> |
| <p>Redes CEMIE: “Análisis técnico, económico y regulatorio de sistemas de almacenamiento de energía en México”</p> <p>2018-01 - B-S-50730 PE-A-13 Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias</p> | <p>Identificar áreas potenciales en las cuales los sistemas de almacenamiento de energía pueden proporcionar flexibilidad y resolver problemas en el sistema eléctrico a corto y mediano plazo, considerando su factibilidad técnica y económica con respecto al uso de otros tipos de equipo o tecnologías para resolver estos problemas y con el propósito de tener soporte técnico en el proceso para proponer mecanismos regulatorios.</p> |

Nota (1): proyectos posdoctorales.



A continuación, se presenta una breve descripción de 3 proyectos.

Proyecto 2013-05 - 262880 llamado "Sistemas de energía renovable y de almacenamiento de energía". El IPN y la CFE, en conjunto, están interesados en el desarrollo de modelos computacionales para evaluar el impacto económico de usar el complejo hidroeléctrico Río Grijalva como compensador para las variaciones de producción derivada del desarrollo eólico del Istmo de Tehuantepec, además de su uso como "Condensador síncrono" para mantener la seguridad de la red central del sistema nacional. Asimismo, se pretende desarrollar modelos para cuantificar el valor económico de insertar centrales hidroeléctricas de bombeo para mejorar el valor de la energía renovable (intermitente) y la energía termoeléctrica de bajo costo en el Sistema Eléctrico Nacional. Por último, se pretende investigar la tecnología de vanguardia en el almacenamiento de energía para impulsar la producción de energía renovable a diferentes escalas, desde aplicaciones domésticas hasta una escala industrial, como lo son centrales hidroeléctricas de bombeo (CONACYT, 2020).

Proyecto 2017-03 - 292862 llamado "Desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía a bajo costo: baterías de flujo y celdas de combustible alcalino". Establecer en México un programa multidisciplinario de I+D para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica de larga duración con el objetivo de desarrollar y probar prototipos (conectados a la red). Los resultados de este proyecto permitirán que México haga un mejor uso de sus recursos de energía renovable. Además, permitirá que la industria de almacenamiento de energía se posicione como un participante importante en este mercado emergente a nivel mundial. Para lograr estos propósitos, el proyecto se centrará en el desarrollo y la prueba de dos nuevas tecnologías de almacenamiento de energía de bajo costo en un entorno de red eléctrica: baterías de flujo basadas en electrodiálisis y celdas de combustible de membrana de intercambio aniónico. Adicionalmente, este proyecto se centrará en explorar la factibilidad de usar materiales orgánicos reductores para baterías de flujo de bajo costo. El objetivo de tomar estos desarrollos para las pruebas prototipo es generar un paquete tecnológico que sirva como paso intermedio para su comercialización (CONACYT, 2020).

Proyecto 2018-01 - B-S-50730 PE-A-13 Redes CEMIE: "Análisis técnico, económico y regulatorio de sistemas de almacenamiento de energía en México". El proyecto busca ser el primer aliado en el desarrollo tecnológico y la innovación en el campo de Redes eléctricas inteligentes y microrredes para los participantes de la industria eléctrica internacional, contribuyendo a través de la investigación aplicada, el modelado, la simulación y las pruebas de laboratorio y campo en áreas tecnológicas, políticas prioritarias y normas regulatorias para el funcionamiento eficiente y confiable, así como la expansión del Sistema Eléctrico Nacional. Además, busca ser un centro de investigación aplicada que opera transversalmente en áreas prioritarias para Redes Eléctricas Inteligentes y Microrredes, creando sinergias en innovación y desarrollo tecnológico, las cuales se enfocarán en proporcionar soluciones para hacer que el funcionamiento sea más eficiente, fortalecer la regulación, la seguridad, la fiabilidad, la disponibilidad y la interoperabilidad de las tecnologías inteligentes adoptadas en el Sistema Eléctrico Nacional, mediante la capacitación y el desarrollo de recursos humanos especializados en Redes Eléctricas Inteligentes y Microrredes para el sector (CONACYT, 2020).



1.2 Mapeo de las partes interesadas relevantes

Los siguientes criterios se consideraron para la identificación y selección de las partes interesadas:

- Las organizaciones en el sector público, la academia o el sector privado relacionado con el desarrollo y la implementación de tecnologías para el almacenamiento en México dentro de tres áreas principales de experiencia: técnica-operativa, regulatoria y económica.
- Para el sector privado, se consideró como criterios de selección: la participación o experiencia activa en proyectos de energía renovable,
- Asociaciones del sector privado.
- Para el sector público, se consideró a las instituciones con influencia directa sobre los procesos de regulación u operación y el papel y las atribuciones legales de las partes interesadas en torno al almacenamiento de energía.
- Las instituciones que realizan actividades con influencia de nivel primario o secundario sobre el proceso de toma de decisiones relacionadas con el desarrollo del almacenamiento en México, tales como:
 - Instituciones ambientales gubernamentales con “atribuciones de regulación indirecta en el sector energético”, como SEMARNAT;
 - Instituciones bancarias de desarrollo mexicanas, como BANOBRAS
- Organizaciones de desarrollo internacional como:
 - Instituciones bancarias de desarrollo que operan en América Latina, como el Banco Interamericano de Desarrollo o el Banco Mundial;
 - Organismos de cooperación internacional como la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ por sus siglas en inglés) o la Agencia Danesa de Energía (DEA por sus siglas en inglés).
- Por último, organizaciones no gubernamentales.

Este proyecto busca identificar a los actores involucrados relevantes en tres ejes principales:

1. Partes interesadas que tengan un papel en el desarrollo de políticas públicas y de regulación, con determinada influencia en el proceso de toma de decisiones que pueda afectar el despliegue de tecnologías de almacenamiento de electricidad.
2. Partes interesadas que proporcionaron electricidad u otros servicios en el sistema eléctrico mexicano y quienes pueden tener un interés en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de electricidad o en el impacto que los sistemas de almacenamiento de electricidad puedan tener en sus operaciones.
3. Las partes interesadas que realizan actividades de investigación, desarrollo e innovación relacionadas con los sistemas de almacenamiento de electricidad en México.

Además, otros actores pueden no tener un impacto directo en el desarrollo de la tecnología misma, pero pueden tener determinada influencia en el proceso de toma de decisiones y pueden tener impacto en el desarrollo exitoso de la tecnología, como lo son las instituciones

financieras, donadores internacionales, asociaciones del sector privado y asociaciones no gubernamentales. Sobre esta base, la Figura 1.5 muestra un esquema de los principales actores involucrados.

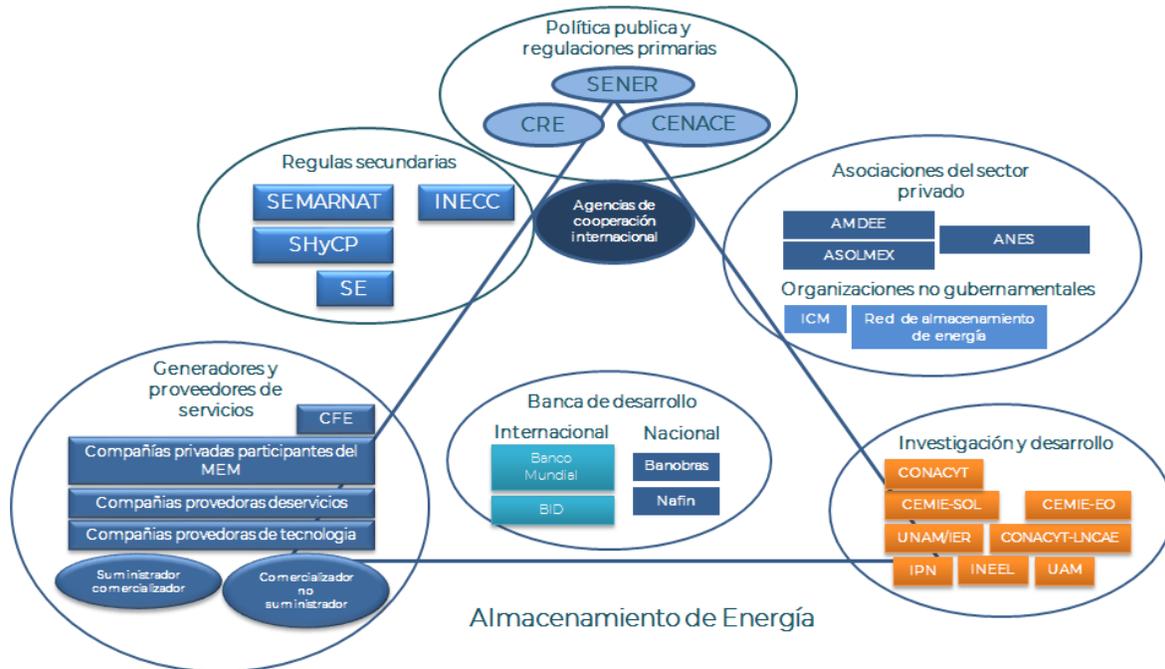


Figura 1.5. Instituciones relacionadas con el almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia.

1.2.1 Instituciones con influencia directa en el proceso regulatorio

Las instituciones con atribuciones políticas o regulatorias directas en el sector eléctrico son:

- La Secretaría de Energía (SENER), es la institución responsable para el marco jurídico y la política energética en México;
- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) está a cargo de la elaboración de las normas regulatorias del mercado.

1.2.2 Institución que opera el sistema eléctrico y con influencia en el proceso regulatorio técnico

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), es el Operador Independiente del Sistema (ISO) que controla las operaciones en el sistema eléctrico y el mercado mayorista, pero también está a cargo de la elaboración de las pautas y normas técnicas;

1.2.3 Instituciones con influencia secundaria en el proceso regulatorio



La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) es la institución a cargo de realizar la Evaluación del Impacto Ambiental con base en aplicaciones públicas y privadas y también es la institución que regula las emisiones del sector eléctrico.

1.2.4 Empresa paraestatal y el sector privado (participantes en el mercado mayorista)

Los proveedores de energía y servicios incluyen también a las empresas privadas y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En conjunto se les considera como participantes en el mercado mayorista. La empresa paraestatal de electricidad (CFE) tiene un papel importante en el mercado, debido a las capacidades de generación y la operación de los sistemas de transmisión, distribución y comercialización. Las empresas privadas serán representadas principalmente por dos asociaciones comerciales privadas, la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX) y la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE). La Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) incluye tanto a investigadores como a empresas. Las empresas privadas identificadas fueron: TETRA TECH; AES México; ENEL GREEN POWER; ESTA International; SIEMENS México; FLUENCE/AES/; Invenergy; THERMION ENERGY; Robert Bosch México, S.A. de C.V.

1.2.5 Instituciones del sector académico

Por el lado de la I+D, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) es una institución pública creada para proporcionar asesoría al gobierno para la articulación de políticas públicas y para promover la investigación científica, el desarrollo tecnológico y la innovación para fomentar la modernización tecnológica en México (2014c). Atendiendo a sus facultades, el CONACYT ha promovido la creación de centros de investigación e innovación y laboratorios, en el campo de energías renovables y almacenamiento de energía. El CONACYT apoya, por ejemplo, al Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar (CONACYT-CEMIE-Sol), el cual es un consorcio de universidades mexicanas agrupado para unir al sector académico con el sector privado, para fortalecer la industria de la energía solar en México, incluyendo tecnologías de almacenamiento de energía; y el Laboratorio Nacional de Conversión y Almacenamiento de Energía (CONACYT-LNCAE). Se identificó a las partes interesadas de las universidades mexicanas con actividades educativas e investigativas sobre electricidad, energías renovables y almacenamiento de energía. Están integradas, en parte, a la Red de Almacenamiento de Energía o forman parte de los centros e institutos públicos de investigación como el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) o el Instituto de Energías Renovables (IER).

1.2.6 Instituciones internacionales

Las instituciones bancarias de desarrollo desempeñan un papel muy importante porque pueden proporcionar el financiamiento necesario para desarrollar los proyectos de almacenamiento de energía. En México, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial son las principales instituciones bancarias de desarrollo privadas, mientras que, las instituciones públicas son el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS) y Nacional Financiera (NAFIN).



1.2.7 Organizaciones no gubernamentales

Con respecto a las ONG, la Iniciativa Climática de México y el Centro de Innovación Energética son las organizaciones más importantes que realizan diversas actividades relacionadas con la energía y la electricidad.

1.2.8 Atribuciones legales

Los instrumentos legales principales que describen las atribuciones legales de las partes interesadas públicas en el sector eléctrico son:

- Ley de la Industria Eléctrica (Cámara de Diputados, 2014a),
- Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (Cámara de diputados, 2014b);
- Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Cámara de Diputados, 2014c);
- Ley de Transición Energética (Cámara de Diputados, 2015),
- Decreto por el cual se crea el Centro Nacional de Control de Energía (DOF, 2014a)
- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (DOF, 2014b)
- Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (DOF, 2017),
- Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía (DOF, 2018)
- Modificación al Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (DOF, 2019)

1.2.8.1 SENER

De acuerdo con el Artículo 14 de la Ley de Transición Energética, la Secretaría de Energía (SENER) tiene, entre otras, las siguientes facultades en el desarrollo de energías renovables:

“IV. Promover el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de generación y Aprovechamiento de Energías Limpias y el Aprovechamiento sustentable de la energía, que México haya adquirido y cuyo cumplimiento esté relacionado directamente con esta Ley, en condiciones de viabilidad económica y sin menoscabo de la competitividad”;

V. Promover el cumplimiento de todas las Metas país mediante la formulación y aplicación de los instrumentos de política pública correspondientes, ...”;

“XVI. Promover, en condiciones de sustentabilidad económica, la construcción de las obras de infraestructura eléctrica que redunden en un beneficio sistémico y faciliten la interconexión de Energías Limpias al Sistema Eléctrico Nacional”;

“XX. Coordinar los fondos y fideicomisos constituidos por el Gobierno Federal para apoyar el Aprovechamiento sustentable de la energía”; y

“XXIII. Identificar las mejores prácticas internacionales en cuanto a programas y proyectos de transición energética y promover, cuando así se considere, su implementación en el territorio nacional”.



De acuerdo con el Artículo 11 de la Ley de la Industria Eléctrica, (Cámara de Diputados, 2014b), la SENER tiene, entre otras, las siguientes facultades:

- “I. Establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica”;
- “II. Formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo”;
- “III. Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”;
- “IV. Elaborar y publicar anualmente un informe pormenorizado que permita conocer el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional”;
- “V. Asegurar la coordinación con los órganos reguladores en materia de la industria eléctrica, las demás autoridades relevantes para la industria eléctrica, el CENACE y el Centro Nacional de Control del Gas Natural”;
- “IX. Establecer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias”;
- “X. Establecer los criterios para el otorgamiento de los Certificados de Energías Limpias”;
- “XII. Desarrollar los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país, incorporando los requisitos a que se refiere la fracción IX del presente artículo”;
- “XIV. Emitir opinión sobre las Reglas del Mercado”;
- “XV. Emitir opinión sobre la operación del Mercado Eléctrico Mayorista”;
- “XVI. Con opinión de la CRE, establecer los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar los Contratos de Cobertura Eléctrica basados en los costos de las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales Externas Legadas”;
- “XX. Autorizar los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que sean sometidos por el CENACE o por los Distribuidores y solicitar cambios a los mismos, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE”.

Las atribuciones legales de la SENER se describen completamente en el Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (DOF, 2014b).

1.2.8.2 CRE

El Artículo 12 de la Ley de la Industria Eléctrica (Cámara de Diputados, 2014a); el Artículo 41 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (Cámara de Diputados, 2014b) y el Artículo 15 de la Ley de Transición Energética (Cámara de Diputados, 2015) indican las atribuciones legales de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En cuanto a la SENER, la descripción de sus atribuciones legales aparece en el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (DOF, 2017) y en la última Modificación al Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (DOF, 2019).



La CRE es la autoridad reguladora para todas las actividades relacionadas con el mercado mayorista y las reglas del mercado del sistema eléctrico. El mercado mayorista incluye: la generación, transmisión, distribución y servicios conexos.

- I. Otorgar los permisos a que se refiere esta Ley y resolver sobre su modificación, revocación, cesión, prórroga o terminación;
- II. Determinar las metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables a los Generadores Exentos y Usuarios de Suministro Básico con Demanda Controlable cuando vendan su producción o reducción de demanda a un Suministrador de Servicios Básicos;
- III. Establecer las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, así como las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico, y resolver sobre su modificación;
- IV. Expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión, la distribución, la operación de los Suministradores de Servicios Básicos, la operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las tarifas finales del Suministro Básico en términos de lo dispuesto en el artículo 138 y 139 de la presente Ley;
- V. Expedir y aplicar las metodologías para determinar y ajustar las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y los precios máximos del Suministro de Último Recurso, y determinar las demás condiciones para dicho Suministro;
- VII. Establecer los lineamientos de contabilidad que se observarán en las actividades de transmisión, distribución, Suministro Básico y Suministro de Último Recurso, así como en la operación del CENACE, para fines de la regulación tarifaria;
- VIII. Emitir las Bases del Mercado Eléctrico;
- IX. Establecer los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de las Disposiciones Operativas del Mercado;
- X. Definir los términos para las ofertas basadas en costos y vigilar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 104 de esta Ley y en las Reglas del Mercado;
- XI. Vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y las determinaciones del CENACE a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado;
- XVI. Otorgar los Certificados de Energías Limpias;
- XVII. Emitir la regulación para validar la titularidad de los Certificados de Energías Limpias;
- XVIII. Verificar el cumplimiento de los requisitos relativos a los Certificados de Energías Limpias;
- XIX. Emitir los criterios de eficiencia utilizados en la definición de Energías Limpias;
- XX. Expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen y promuevan la generación de energía eléctrica a partir de Energías Limpias, de conformidad con lo establecido en esta Ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría;



XXII. Autorizar al CENACE llevar a cabo subastas a fin de adquirir potencia cuando lo considere necesario para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, determinar la asignación de los costos que resulten de dichas subastas y expedir protocolos para que el CENACE gestione la contratación de potencia en casos de emergencia;

1.2.8.3 CENACE

Las atribuciones legales del CENACE se mencionaron en los artículos 14, 15 y 16 de la LIE; artículo 16 de la LTE, el artículo 4 del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (DOF, 2014) y el Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía (DOF, 2018). Todos estos instrumentos legales indican las atribuciones legales y el propósito del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El CENACE es el Operador Independiente del Sistema (ISO) y, por lo tanto, es responsable del control de la operación del sistema eléctrico, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y de garantizar acceso abierto, y no indebidamente discriminatorio, a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como de proponer la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista

El CENACE tiene las atribuciones de: decidir qué elementos de la red y de operaciones en la red corresponden al mercado eléctrico; operar el mercado eléctrico; calcular las tarifas del mercado eléctrico; emitir las normas operativas para el mercado eléctrico; llevar a cabo subastas para contratos de generación y demanda de electricidad; establecer los contratos con los participantes del mercado; coordinar los procesos de facturación para el mercado eléctrico; coordinar las operaciones del sistema eléctrico para asegurar la seguridad del despacho, confiabilidad, calidad y continuidad en el sistema mediante instrucciones para el funcionamiento de centrales eléctricas, la programación de servicios de mantenimiento, el desmantelamiento de centrales eléctricas, el control de la demanda, la importación/exportación de electricidad y la provisión de servicios conexos; programar servicios de mantenimiento de las redes de transmisión y distribución; coordinar la operación de las redes de transmisión y distribución; proponer los programas de expansión y modernización para las redes de transmisión y distribución; definir las especificaciones técnicas requeridas para conectar nuevas centrales eléctricas y centros de demanda y la interconexión de redes, entre otras (Cámara de Diputados, 2014b).

El Artículo 15 y 16 de la LIE describen las facultades del CENACE que incluye la determinación de los elementos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución y sus operaciones que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista. Las otras operaciones de estas redes pueden realizarlas los Transportistas o Distribuidores, sujetándose a la coordinación del CENACE. El CENACE determinará la asignación de responsabilidades y procedimientos de coordinación con los Transportistas y Distribuidores para ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional.

Para el mejor cumplimiento de este propósito, el CENACE puede formar asociaciones o celebrar contratos con personas para proporcionar servicios conexos a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Las asociaciones y contratos respectivos deben sujetarse a las condiciones siguientes:



I. Las personas con las que contrate el CENACE serán responsables solidariamente por la provisión de los servicios correspondientes, dentro del alcance de su participación, y

II. En la constitución de los gravámenes sobre los derechos derivados de las asociaciones y contratos, se señalará que, bajo ninguna circunstancia, podrán garantizarse los bienes de dominio público sujetos a los mismos.

Las instrucciones que emite el CENACE en el ejercicio del Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional son obligatorias para todos los miembros de la industria eléctrica.

Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Las atribuciones legales de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se mencionan en los artículos del 4 al 9 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Cámara de Diputados, 2014c), tiene el objetivo de realizar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Entre otras atribuciones, la CFE puede: desarrollar y ejecutar proyectos de ingeniería, supervisiones, investigaciones geológicas, geofísicas y generales en relación con su objetivo general; realizar actividades de investigación, desarrollo e implementación de tecnologías para el uso de energías renovables (Cámara de Diputados, 2014a).

1.2.8.4 Otras instituciones públicas

El artículo 7 de la Ley General de Cambio Climático (Cámara de Diputados, 2018), establece las atribuciones legales de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y las del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

Con respecto a las consecuencias del clima para las actividades del sector energético, la Secretaría es responsable de: regular las emisiones en el sistema eléctrico; dirigir y apoyar a las instituciones públicas en la elaboración de evaluaciones de impacto ambiental de proyectos de generación eléctrica en áreas con gran potencial de energías limpias; elaborar la línea de mitigación de gases de invernadero para la industria eléctrica para alcanzar las metas de mitigación adoptadas internacionalmente por México. Así mismo, la SEMARNAT tiene la atribución de elaborar y establecer metas, estrategias y acciones para enfrentar el cambio climático, incluyendo objetivos para el sistema eléctrico.

El artículo 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (Cámara de Diputados, 2019) establece las atribuciones legales de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La Secretaría tiene las atribuciones de evaluar y establecer políticas de incentivos para promover la inversión en reducción de emisiones, eficiencia energética y generación eléctrica distribuida

I. Proyectar y coordinar la planeación nacional del desarrollo y elaborar, con la participación de los grupos sociales interesados, el Plan Nacional correspondiente;

II. Proyectar y calcular los ingresos de la Federación y de las entidades paraestatales, considerando las necesidades del gasto público federal, la utilización razonable del crédito público y la solidez financiera de la Administración Pública Federal;



IX. Determinar los criterios y montos globales de los estímulos fiscales, escuchando para ello a las dependencias responsables de los sectores correspondientes y administrar su aplicación en los casos en que lo competa a otra Secretaría;

XXV. Planear, establecer y conducir la política general en materia de contrataciones públicas reguladas por la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas, propiciando las mejores condiciones de contratación conforme a los principios de eficiencia, eficacia, economía, transparencia, imparcialidad y honradez; emitir e interpretar las normas, lineamientos, manuales, procedimientos y demás instrumentos análogos que se requieran en dichas materias; así como promover la homologación de políticas, normas y criterios en materia de contrataciones públicas.

1.2.8.5 Instituciones de investigación y desarrollo

La Ley de Transición Energética también estipula (artículos 75, 76 y 77) atribuciones del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) para la investigación científica y tecnológica para asistir en las políticas públicas. Este instituto de investigación pública tiene las facultades de: conducir y coordinar estudios de investigación científica y tecnológica sobre energía, energía eléctrica, energía limpia, energías renovables, eficiencia energética, emisiones en la industria eléctrica, sustentabilidad, transmisión, distribución y almacenamiento de energía y sistemas operativos relacionados con la industria eléctrica; proporcionar apoyo técnico y científico a la SENER y a las instituciones públicas relacionadas con la energía para el desarrollo de las políticas públicas; participar en el logro de las metas de energías limpias y de eficiencia energéticas; llevar a cabo análisis prospectivos y colaborar en la preparación de análisis, planes, estrategias y acciones relacionadas con electricidad, energías limpias, eficiencia energética y reducción de emisiones de contaminantes; promover, con la asistencia del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), la investigación aplicada y el desarrollo de tecnología para aumentar la generación de electricidad basada en energías limpias, entre otros. La atribución legal del CONACyT se incluyen en la Ley Orgánica del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Cámara de Diputados, 2014d).

1.3 Tendencias globales y regionales sobre almacenamiento de electricidad a escala de la red

El cambio climático amenaza la salud, el sustento, la seguridad alimentaria, el suministro de agua, la seguridad humana y el crecimiento económico. Por lo tanto, se requiere una acción fuerte y decisiva con respecto a la mitigación del cambio climático. Para permanecer “a un nivel muy inferior a los 2°C”, como se acuerda en el Acuerdo de París de diciembre de 2015, las emisiones de gas invernadero deben alcanzar un pico y comenzar a reducirse dentro de los siguientes diez años, de acuerdo con el Informe Especial sobre Calentamiento Global de 1.5°C. Este reto requiere un esfuerzo coordinado que debe construir, a partir de la eficiencia energética, energía renovable, electrificación a demanda, y reducir las emisiones fugitivas y agrícolas y aumentar los sumideros de carbono.

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), al analizar los efectos de la transición energética hasta 2050 en un estudio para el G20, encontró que aproximadamente 80% de la electricidad del mundo podría proceder de fuentes renovables para dicha fecha. Para entonces, la energía solar fotovoltaica (PV) y la energía eólica representarían el 52% de la generación total de electricidad (IRENA, 2015). En el Informe Especial sobre Calentamiento Global de 1.5°C, el escenario que se mantiene dentro de 1.5°C tiene alrededor de 70-85% de energía renovable para consumo de energía primaria para 2050, y debido a que el sector eléctrico es relativamente fácil de descarbonizar en comparación con otros sectores, como lo es el sector de transporte pesado o la alta demanda de calor de proceso para las industrias, la proporción de energía renovable para la generación de electricidad podría aumentar hasta un 97% para 2050. Sin embargo, en vista de que los recursos de biomasa renovable son limitados debido a las restricciones del terreno, además de que la construcción de grandes presas hidroeléctricas aumenta las preocupaciones sobre la sustentabilidad, se prevé que la proporción de energía renovable variable en el sistema sea muy alta, hasta un 60% a nivel mundial en algunos escenarios para 2050.

En 2017, la capacidad de almacenamiento de electricidad fue de aproximadamente 4.7 TWh (este número sigue siendo muy incierto dada la falta de estadística completas sobre la capacidad de almacenamiento de energía renovable en términos de energía más que en términos de capacidad). La capacidad instalada total del almacenamiento de electricidad en términos de energía puede crecer a 11.9-15.7 TWh para 2030 (es decir, entre 155- 227% más que en 2017); en especial si la participación de la energía renovable en el sistema energético se duplicará (IRENA, 2017). Por lo tanto, existe la necesidad de considerar el papel que las tecnologías de almacenamiento de electricidad pueden desempeñar para facilitar la integración rentable de mayores participaciones de energía renovable variable en el sistema eléctrico.

Cabe señalar que el almacenamiento en vehículos eléctricos (VE) no está cubierto en estos datos. A finales de 2016, la flota mundial de vehículos eléctricos alcanzó un tamaño total de 2 millones de vehículos (incluidos los vehículos eléctricos con baterías y los vehículos híbridos enchufables) con una capacidad de batería total de 40-60 gigawatts-hora (GWh) (OCDE/IEA, 2017; análisis de IRENA).

Además, los sistemas eléctricos ya requieren una gama de servicios conexos para garantizar un funcionamiento fluido y confiable y cierto grado de flexibilidad, que permitan a los operadores de la red reaccionar ante cambios inesperados en la demanda o ante la pérdida de largos periodos de suministro. Por lo tanto, los sistemas de almacenamiento de electricidad podrían desempeñar un papel importante, incluso en la actualidad para facilitar la transición hacia los sistemas de energía descarbonizados, proporcionando una amplia gama de servicios, como se ilustra en la Figura .

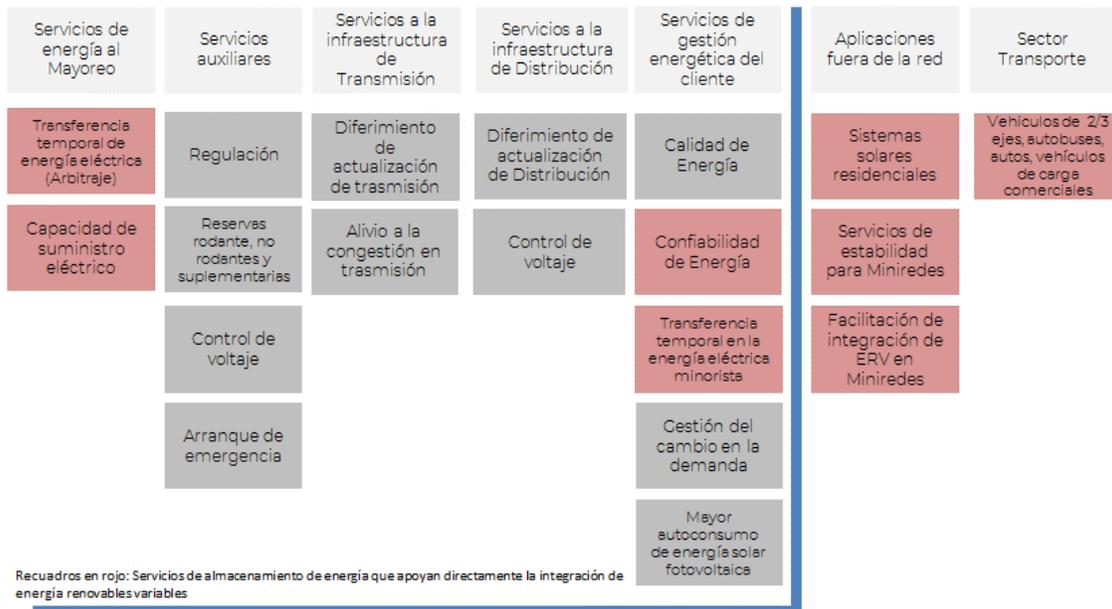


Figura 1.6. Servicios que puede proporcionar el almacenamiento de electricidad. Fuente: (IRENA, 2017).

Los diferentes servicios que puede proporcionar el almacenamiento de electricidad tienen implicaciones en cuanto a qué tecnologías de almacenamiento de electricidad son las más adecuadas para proporcionar una gama específica de servicios. Por lo tanto, la decisión de invertir en las mismas tecnologías de almacenamiento específicas dependerá de los servicios requeridos, además de los beneficios económicos y sociales que puede proporcionar.

La sección siguiente resume brevemente las tendencias globales con respecto al almacenamiento de electricidad y describe los servicios principales que se proporcionan. Posteriormente, se presentan, con más detalle, dos casos específicos: California y Reino Unido.

1.4 Tendencias globales

1.4.1 Estado global de los sistemas de almacenamiento de electricidad

La capacidad de potencia de almacenamiento instalada total la domina actualmente el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo (PHS por sus siglas en inglés), con 96% del total de 176 gigawatts (GW) instalados a mediados de 2017. Las otras tecnologías de almacenamiento de electricidad en uso significativo alrededor del mundo incluyen el almacenamiento térmico, con 3.3 GW (1.9%); baterías electroquímicas, con 1.9 GW (1.1%) y otro almacenamiento mecánico con 1.6 GW (0.9%) como se muestra en la

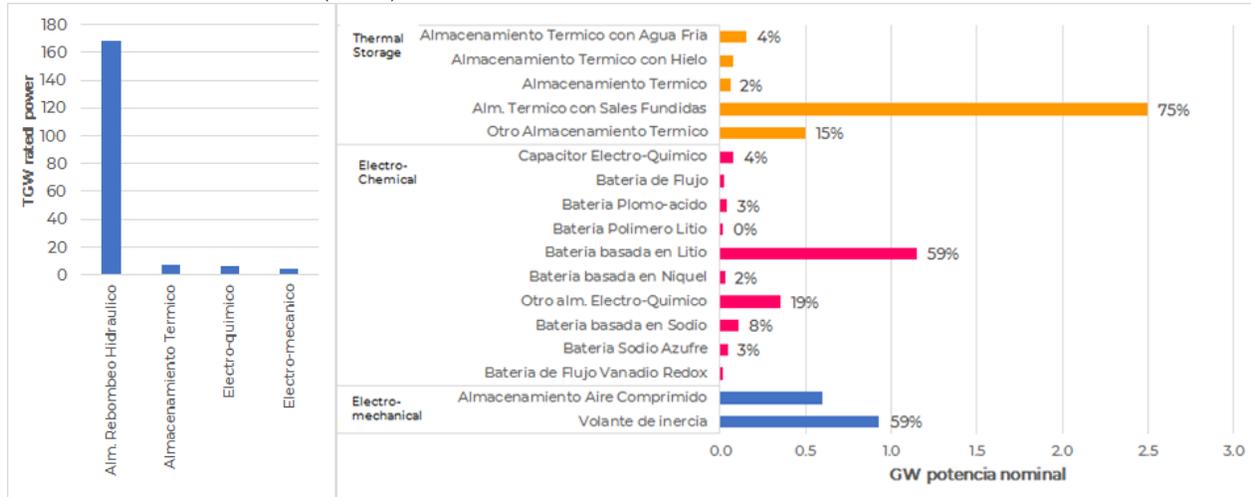


Figura . (IRENA, 2017)

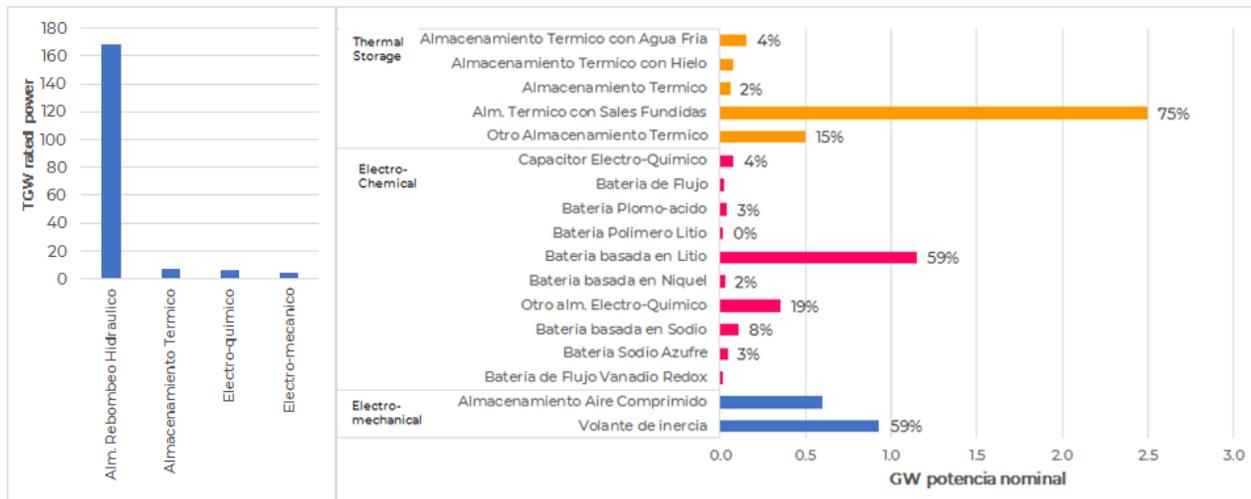




Figura 1.7. Capacidad operativa global de almacenamiento de electricidad por tecnología. Fuente: (IRENA, 2017).

Para 2019, esta distribución se mantiene de acuerdo con los datos registrados en enero de 2019, del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE por sus siglas en inglés) (US DOE., 2019). La capacidad operativa total instalada de almacenamiento de energía electroquímica (principalmente baterías) aumentó a 2.8 GW (1.6%), y la capacidad de otro almacenamiento mecánico fue de 1.3 GW (0.8%) (Figura).

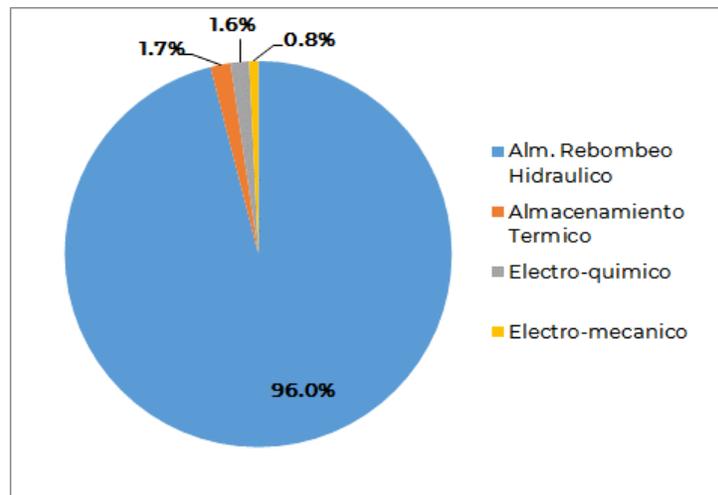


Figura 1.8. Capacidad operativa instalada a nivel mundial de potencia de almacenamiento de electricidad (GW) por clasificación de tecnología en 2019. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Conceptualmente, hay muchos tipos diferentes de sistemas de almacenamiento de energía, como se muestra en la Figura , con tamaños y tiempos de descarga diferentes, determinados por sus características tecnológicas, como eficiencia de ida y vuelta, autodescarga, etc. y economías de escala o tecnologías modulares que podrían reducirse a tamaños muy pequeños (IRENA, 2017). Algunas de ellas operan en periodos cortos: de nanosegundos a segundos y minutos con una potencia nominal relativamente pequeña (esquina inferior izquierda). Por lo contrario, hay sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, que puede proporcionar un almacenamiento de cientos de minutos a horas, como la energía hidroeléctrica de bombeo (Victor, et al., 2019).

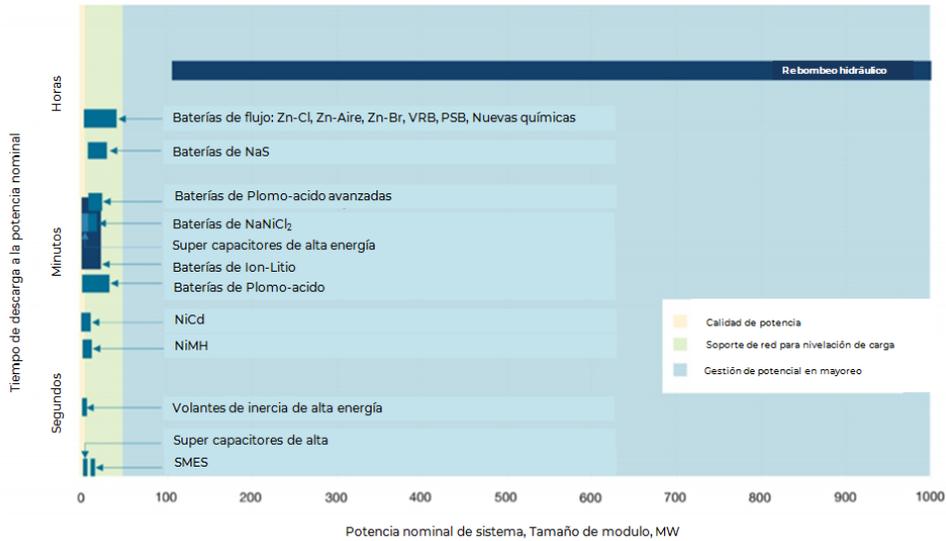


Figura 1.9. Una imagen previa de los diferentes tipos de tamaños comunes de módulos de almacenamiento de energía, tiempo de descarga y servicios (SME: Almacenamiento de energía magnético superconductor). Fuente: (Victor, et al., 2019).

En cuanto al número de instalaciones, las aplicaciones de los Sistemas de almacenamiento de energía (ESS) con baterías son los que encabezan la lista de acuerdo con los datos del DOE y otras tecnologías, como el almacenamiento térmico o los volantes, que tienen una representación significativa en las aplicaciones por debajo de 10 MW de capacidad (**Figura 10**).

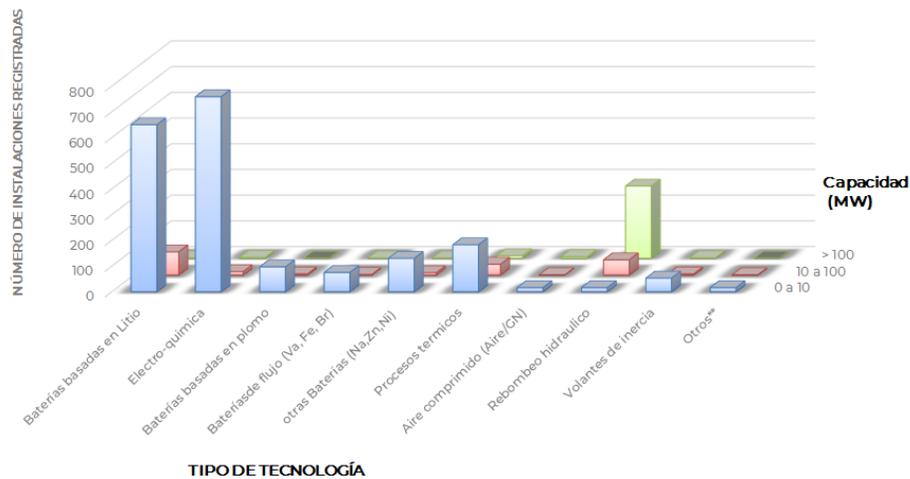


Figura 1.10. Número de proyectos a nivel mundial de almacenamiento de electricidad por capacidad de potencia y tecnología. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Las implicaciones en términos de qué tecnologías de almacenamiento de electricidad son las más adecuadas para proporcionar una gama diferente de servicios varía dependiendo de los requisitos de aplicación, las características de rendimiento de los sistemas de almacenamiento



de electricidad y las consideraciones económicas, prácticas o ambientales que necesitan tomarse en cuenta al comparar tecnologías de almacenamiento para una aplicación específica.

A pesar de los niveles menores de despliegue del almacenamiento electroquímico, electromecánico y térmico, los servicios principales que proporcionan son más diversos que los de las centrales de Almacenamiento por Rebombear Hidráulico (PHS por sus siglas en inglés). Las aplicaciones de almacenamiento de energía térmica se aplican actualmente a la Energía Solar Concentrada (CSP por sus siglas en inglés), lo cual les permite almacenar energía para proporcionar la flexibilidad de despachar electricidad fuera de las horas pico de sol; por ejemplo, por la noche o durante todo el día (IRENA, 2016). La sal fundida es la tecnología comercial dominante aplicada con un 86% de la capacidad total desplegada de almacenamiento térmico utilizado para aplicaciones eléctricas (2.6 GW) (US DOE., 2019).

El despliegue de almacenamiento electromecánico tuvo un número relativamente pequeño de proyectos con una capacidad operativa instalada de 1.3 GW. Está dominado por la tecnología de volantes de inercia, con 0.9 GW (69% de la capacidad electromecánica total). El despliegue total de Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido (CAES por sus siglas en inglés) ha alcanzado 0.4 GW de potencia, aunque se concentra en aire comprimido de combustión de gas natural dentro del suelo y el despliegue de otros tipos de almacenamiento con aire comprimido es de 0.5% (US DOE., 2019).

Aunque la potencia operativa instalada del almacenamiento electroquímico sigue siendo relativamente pequeña, es uno de los segmentos del mercado de crecimiento rápido. Durante los últimos 20 años, el desarrollo de instalaciones de almacenamiento electroquímico a nivel mundial creció exponencialmente (Figura 1.), pues la rápida disminución de los costos y las mejoras en el rendimiento están estimulando las inversiones (IRENA, 2017).

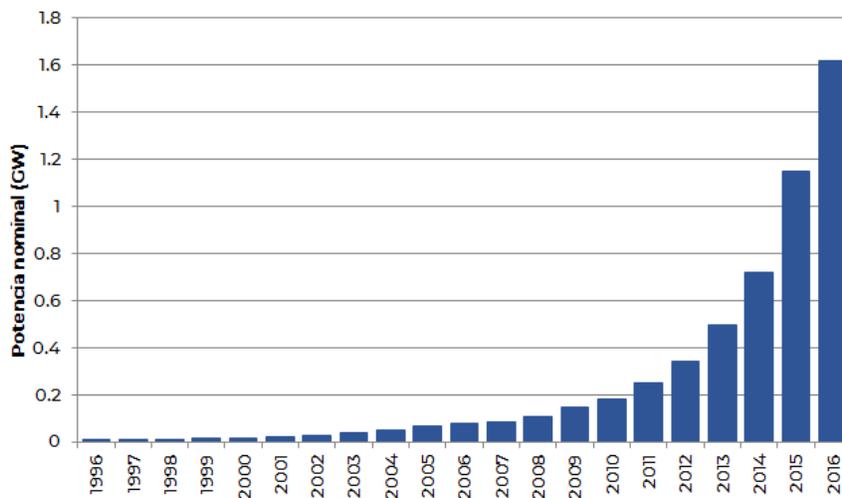


Figura 1.11. Capacidad de almacenamiento electroquímico a nivel mundial para efectos estacionarios, 1996-2016, Fuente: (IRENA, 2017).

Las baterías de litio probablemente dominarán el mercado a corto plazo, con una capacidad identificada instalada de 2,133 MW; es decir, dos tercios de la capacidad instalada total de almacenamiento electroquímico (US DOE., 2019). Otros tipos de almacenamientos electroquímicos son las baterías de flujo (incluyendo baterías de flujo de redox, 2.83%), las



baterías de ácido de plomo (2.17%), condensadores electromecánicos (2.74%) y las baterías de sodio (11.31%), que son sus nichos de mercado específicos, aunque siguen siendo pequeños (US DOE., 2019).

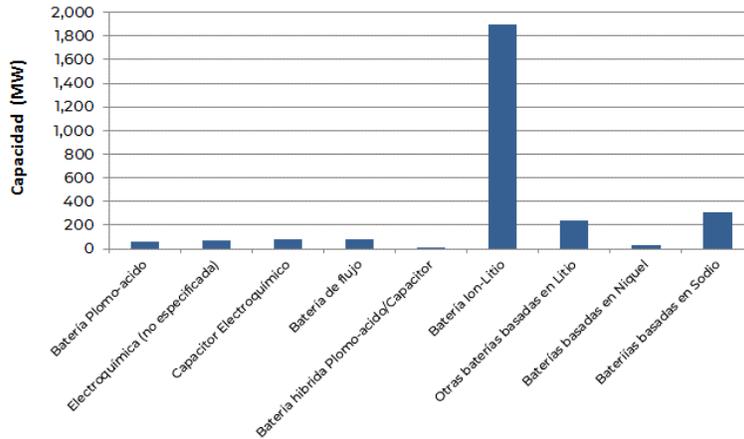


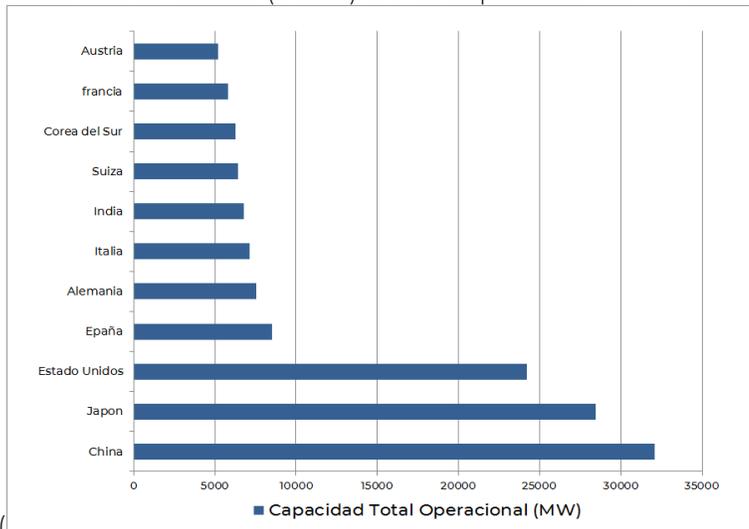
Figura 1.12. Capacidad operativa y tecnología de potencia electroquímica (MW). Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Cabe señalar que los datos aquí descritos solo cubrirían aplicaciones estacionarias y, por ejemplo, no se incluyeron las baterías para aplicaciones móviles, tales como vehículos eléctricos. Sin embargo, el despliegue del sector de vehículos eléctricos dar lugar a la disponibilidad de baterías más baratas. Por ejemplo, la capacidad anual proyectada de Tesla Gigafactory (una fábrica de baterías de iones de litio en construcción en Nevada, Estados Unidos) para 2020 es de 35 GWh de celdas, además de paquetes de baterías de 50 GWh. Para mediados de 2018, la producción de baterías en la Gigafactory 1 alcanzó una tasa anual de apenas 20 GWh, convirtiéndose en la central de baterías de mayor volumen a nivel mundial. Una producción de 500,000 autos por año requeriría todo el suministro mundial actual de baterías de iones de litio (TESLA, 2019).

1.4.2 Despliegue regional de sistemas de almacenamiento de electricidad

Más de las tres cuartas partes de todo el almacenamiento de energía se instaló en solo 11 países, mientras que solo 3, que son China (32.1 GW), Japón (28.5 GW) y Estados Unidos (24.2 GW)

representaron casi la mitad (47.5%) de la capacidad de almacenamiento de energía a nivel



mundial (

Figura 1.13).

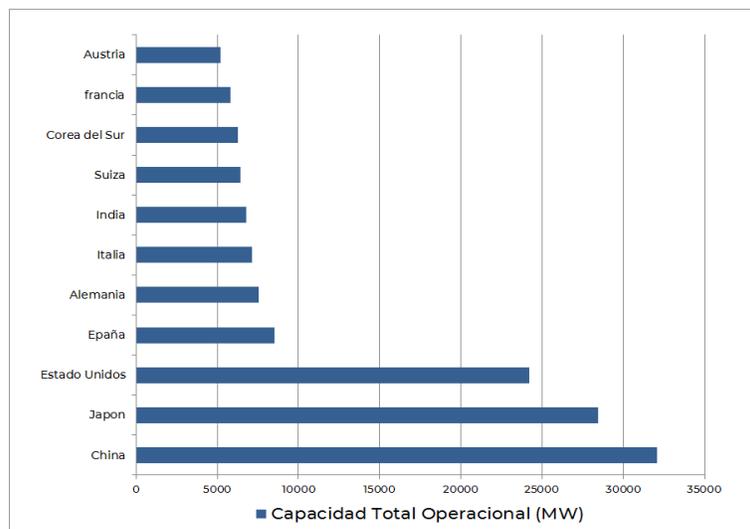


Figura 1.13. Capacidad operativa instalada (MW) de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) por país (los primeros once en el ranking mundial). Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Como se menciona anteriormente, más del 95% de la capacidad operativa de almacenamiento registrada en la base de datos corresponde a energía hidroeléctrica por rebombeo (PHS), lo que también se refleja en general en los principales países. Por ejemplo, China tiene una capacidad operativa de 32,067 GW, de la cual el 99.7% corresponde al bombeo hidráulico. Japón con 28,475 GW operativos posee el 99.1% y Estados Unidos con 24,197 GW de capacidad operativa tiene el 93.1% de estos en energía hidroeléctrica de bombeo. Los siguientes países en el top 10 de capacidad operativa para almacenamiento de energía siguen la misma tendencia, como es de suponerse: España con 86.5%, Alemania 86.5%, Italia 99.1%, India 99.7%, Suiza 99.9%, Corea del Sur 90.7% y Francia 99.5%.



Mientras tanto, en cuanto al porcentaje del resto de las tecnologías de almacenamiento, es Estados Unidos quien presenta una variedad más importante de aplicación de tecnologías diferentes, siendo la más importante la electroquímica para el uso más amplio de baterías con una capacidad operativa de 796.45 MW que representa el 48% del total de las diferentes tecnologías de bombeo hidráulico, mientras que el almacenamiento térmico, ligado principalmente al almacenamiento de sales fundidas para las centrales de CSP también es importante, con 673.26, que representa el 41%, y el 11% (178.78 MW) restante corresponde al almacenamiento mecánico.

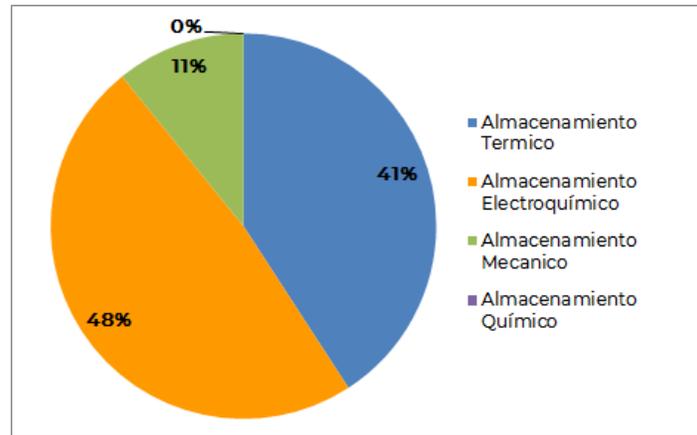


Figura 1.14. Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalada, excluyendo la energía hidroeléctrica de bombeo en Estados Unidos. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

En el caso de China, el país con la mayor capacidad operativa, existe una aplicación de tecnologías de almacenamiento en donde el almacenamiento electroquímico predomina con el 82%.

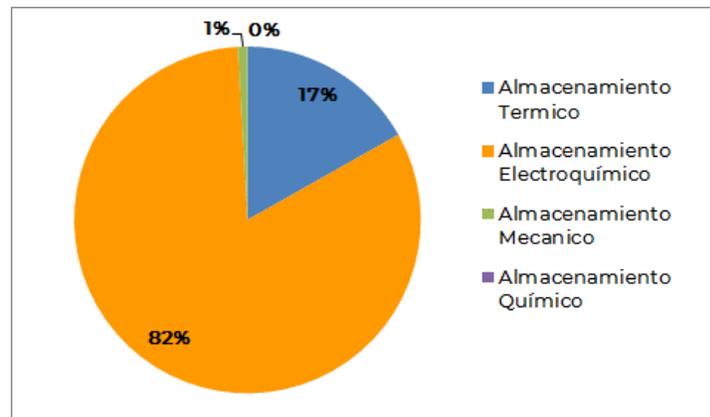


Figura 1.15. Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalada, excluyendo la energía hidroeléctrica de bombeo en China. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Mientras tanto, Japón, el cual tiene apenas un porcentaje del 0.9% de almacenamiento distinto al almacenamiento de energía hidroeléctrica de bombeo, corresponde totalmente al almacenamiento electroquímico (253.43 MW). Casos destacables como España y Alemania,

tienen una capacidad operativa de almacenamiento aplicada principalmente en almacenamiento térmico y tecnologías de almacenamiento mecánico, respectivamente, ligado principalmente a la aplicación de sales fundidas para CSP en España (1100MW) y de volante (387 MW) y CAES (290 MW) en Alemania.

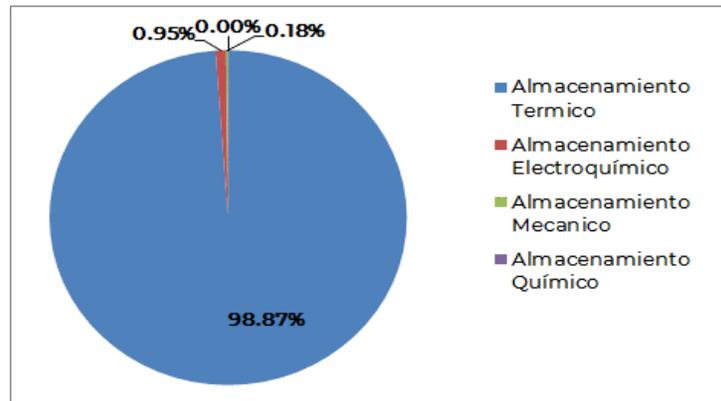


Figura 1.16. Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalado, excluyendo energía hidroeléctrica de bombeo, en España. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

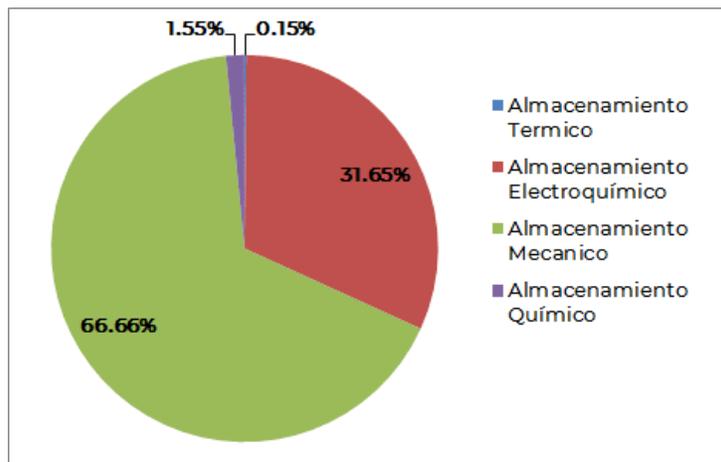


Figura 1.17. Porcentaje del tipo de tecnología de almacenamiento de energía instalado, excluyendo energía hidroeléctrica de bombeo, en Alemania. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Por ejemplo, con algo de apoyo financiero para el almacenamiento con baterías, aproximadamente el 40% de los sistemas fotovoltaicos solares a escala pequeña en Alemania se han instalado con sistemas de batería en los últimos años. En Australia, sin ningún apoyo financiero, se instalaron aproximadamente 7000 sistemas de baterías a pequeña escala en 2016. (IRENA, 2017).

A escala de servicio público, los servicios competitivos se vuelven cada vez más comunes. Por mencionar solo algunos ejemplos: la reciente subasta de capacidad en el Reino Unido obtuvo licitaciones ganadoras desde 225 megawatts (MW) de almacenamiento de electricidad; Tesla establecerá un sistema de batería de 100 MW en el sur de Australia; y en Alemania, están aumentando los proyectos a escala de red (IRENA, 2017).



1.4.3 Servicios provistos por sistemas de almacenamiento de electricidad

El almacenamiento hidroeléctrico de bombeo se ha implementado históricamente para cambiar el suministro eléctrico de tiempos de baja demanda a tiempos de alta demanda para reducir los costos de generación, como se muestra en la Figura 1.18. En la actualidad, la economía de proporcionar servicios de red es más desafiante para baterías y otros sistemas de almacenamiento mecánicos y térmicos que proporcionan almacenamiento de electricidad. Los costos relativamente altos y las opciones de flexibilidad alternativa, a menudo de bajo costo, significan que la economía actual es muy específica del mercado. Sin embargo, a medida que los costos tecnológicos caen y mejora el rendimiento, pueden desempeñar un papel más importante en el sistema eléctrico.

Por lo tanto, los sistemas de energía del futuro dependerán de una amplia gama de servicios basados en el almacenamiento de electricidad efectivo y económico. Se espera que el almacenamiento basado en baterías de rápida mejoría y otras tecnologías permita una mayor flexibilidad del sistema, haciendo posible un aumento de la electricidad renovable variable, un sector de transporte dominado por vehículos eléctricos (VE), sistemas fuera de red las 24 horas y soporte al 100% de minirredes renovables. Por lo tanto, las tecnologías encontrarán diferentes segmentos del mercado en donde pueden ser más competitivo en rendimiento y costos.

Como se mencionó, el almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo (PHS) es la tecnología más ampliamente implementada y, dado que la aplicación principal en el 90% de las instalaciones de PHS es el servicio de desplazamiento temporal de energía, también significa que las instalaciones de almacenamiento de energía estacionarias se usan principalmente para el desplazamiento temporal de la energía eléctrica con una capacidad instalada de 155 GW del total de 178 GW, es decir, el 86.6%.

Cabe señalar que esto no implica que el uso de instalaciones es exclusivo de esta aplicación, porque los sistemas de almacenamiento de energía (SAE), por lo general, proporcionan varios tipos de servicios, dependiendo de sus características de respuesta. Otras aplicaciones importantes incluyen la capacidad de arranque de emergencia (3.5%); la consolidación de la capacidad de energías renovables (3.3%); la capacidad del suministro de electricidad (2.8%); así como la capacidad rodante del suministro de electricidad (1%) y la regulación de frecuencia (1%).

Además del desplazamiento temporal de la electricidad, el PHS proporciona niveles importantes de capacidad instalada para otros servicios (como servicio principal), principalmente el arranque de emergencia (5.9 GW), la capacidad de suministro eléctrico (4.9 GW); la consolidación de la capacidad de energías renovables (1.9 GW) y la reserva rodante de la capacidad del suministro de electricidad (1.9 GW) (Figura 1.18). Estos cuatro casos representan casi el 10% restante de los distintos servicios para el desplazamiento temporal de la energía eléctrica con respecto a tecnología de PHS.

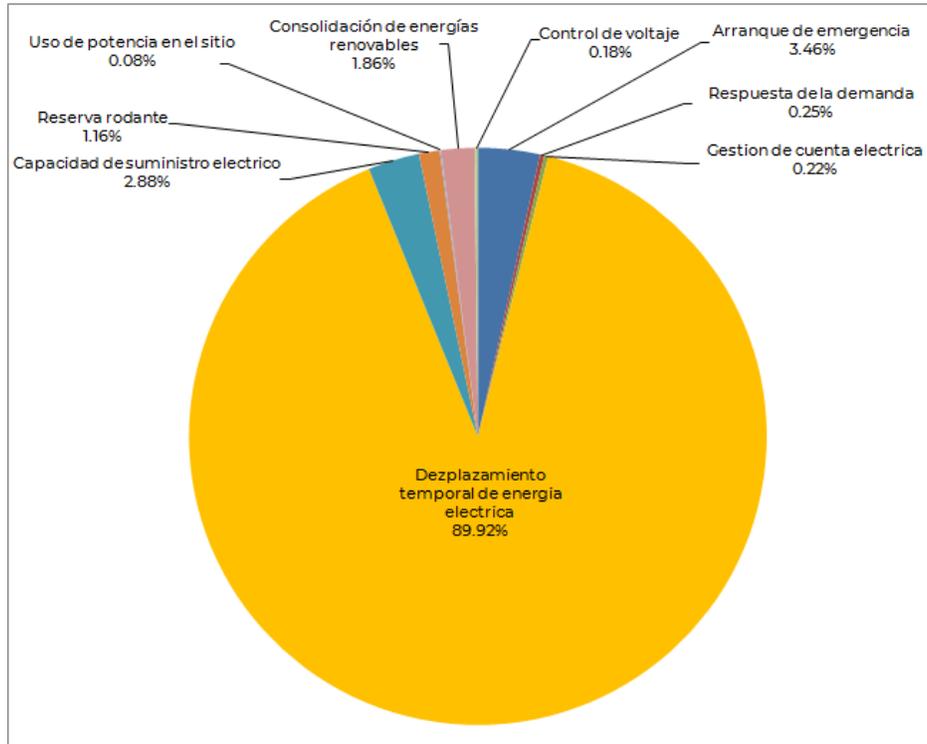


Figura 1.18. Distribución de servicios provistos por capacidad de potencia del PHS operativo. Fuente: adaptado de (US-DOE, 2019).

Los ESS electroquímicos, electromecánicos y térmicos seguirán teniendo un nivel mucho menor de despliegue que los PHS, aunque los servicios principales provistos son más diversos. Poco más de la mitad de la capacidad operativa instalada de los sistemas electroquímicos proporciona servicios de regulación de frecuencia (51.5%), seguida del desplazamiento temporal de la energía eléctrica (13.1%), gestión de facturas eléctricas (10.3%), reserva rodante de la capacidad (4.6%), consolidación de la capacidad de energías renovables (4.39%), y arranque autógeno (3.9%), como se muestra en la Figura 1.6 (US DOE, 2019).

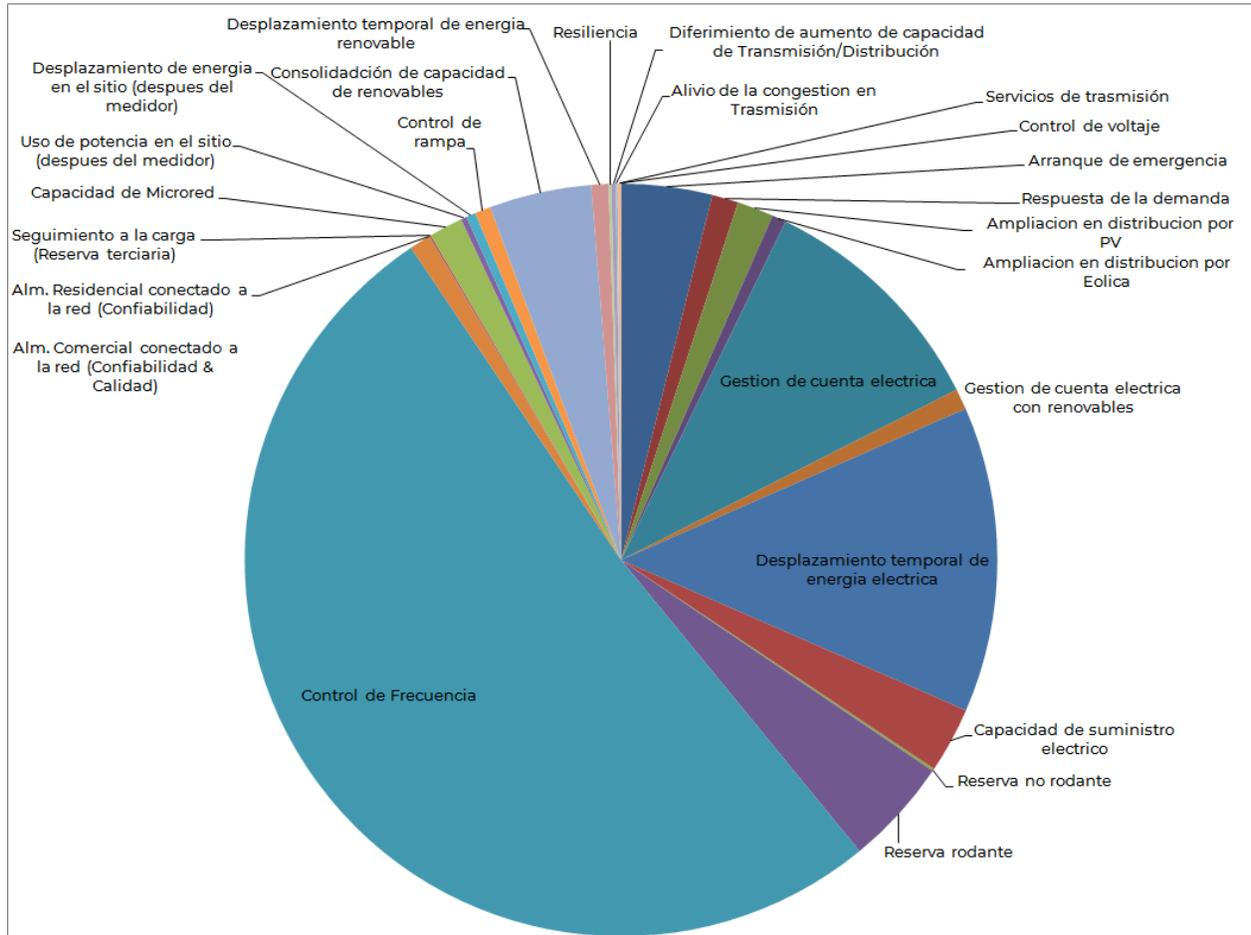


Figura 1.6. Distribución de servicios provistos por capacidad de almacenamiento de energía electroquímica. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Aproximadamente el 34% de la capacidad operativa de los sistemas de almacenamiento electromecánico se utiliza principalmente para la potencia in situ; mientras que el 33.4% se utiliza para la regulación de frecuencia; el 21.6% proporciona un arranque autógeno y el 8.3% se utiliza principalmente para el desplazamiento temporal de la electricidad, como se muestra en la Figura 1.20.

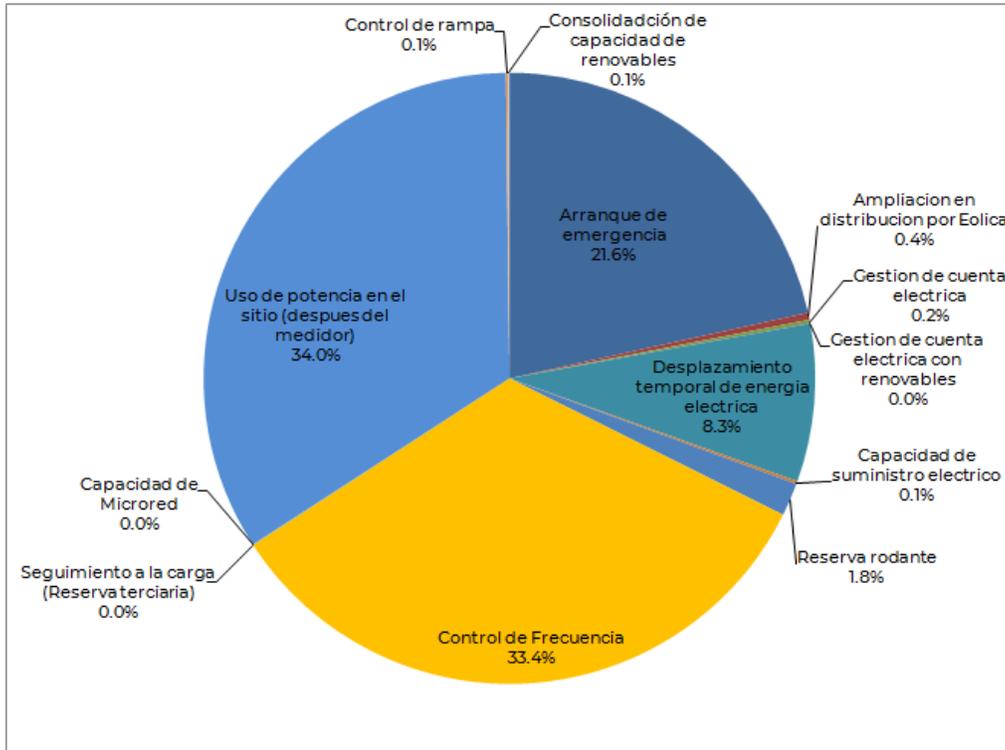


Figura 1.20. Distribución de servicios provistos por capacidad de almacenamiento de energía electromecánica. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

En el caso del almacenamiento de energía térmica, el despliegue a nivel mundial está actualmente dominado por el almacenamiento con sales fundidas debido a su aplicación en centrales de concentración solar parabólica. Por lo tanto, actualmente el 85% de la capacidad operativa se utiliza principalmente para la consolidación de la capacidad de energías renovables, aunque podría argumentarse si esta aplicación puede considerarse como un desplazamiento temporal de la electricidad (Figura 1.27).

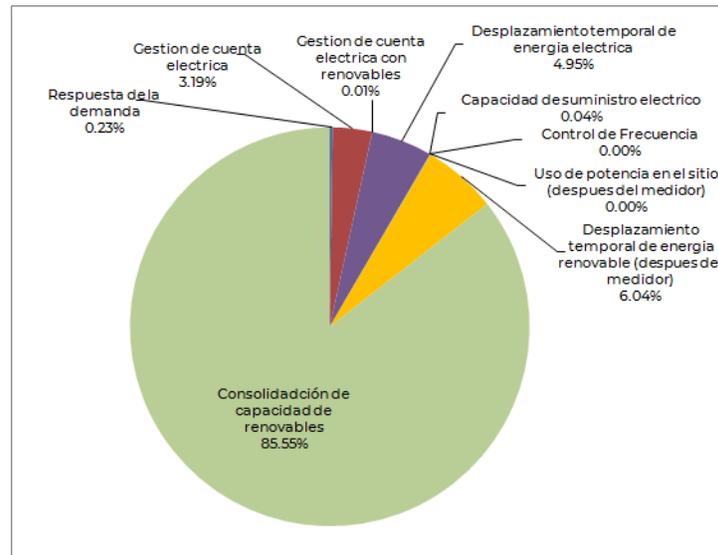


Figura 1.27. Distribución de servicios provistos por capacidad instalada de almacenamiento de energía térmica. Fuente: elaboración propia con datos de (US-DOE, 2019).

Las aplicaciones más pequeñas están creciendo, en particular para sistemas de almacenamiento en baterías e incluyendo sistemas residenciales y comerciales. Estas aplicaciones son un mercado de crecimiento vertiginoso y también se usan en sistemas aislados; microrredes (por ejemplo, fracciones importantes de uso solar permiten reemplazar generadores de diésel); electrificación doméstica aislada y vehículos eléctricos. Este mercado podría haberse subestimado en la “Base de datos de almacenamiento de energía mundial” debido al alto número de pequeños proyectos no reportados. Sin embargo, este estudio se enfoca a nivel de escala de servicio público; por lo tanto, a pesar de que la descripción previa puede omitir el uso de sistemas de almacenamiento a nivel de distribución, no se considera que afecte de manera significativa la discusión.

1.4.4 California

La reforma eléctrica mexicana descrita en la sección previa produjo un mercado muy similar a los principales mercados eléctricos en Estados Unidos³ basado en precios nodales, mercados del día en adelante y de tiempo real, mercados de capacidad, derechos por ingresos de transmisión, etc. Dichas similitudes estructurales significan que las leyes y reglamentos relativos al almacenamiento en dichos mercados puede adaptarse en el mercado mexicano con relativa facilidad. El Mercado de California, generalmente conocido como CAISO, ya que es operado por el Operador Independiente del Sistema de California, está a la vanguardia con respecto a la integración del almacenamiento de electricidad en su sistema. En consecuencia, debido a las similitudes estructurales entre los mercados mexicano y CAISO, tiene sentido revisar cómo

³ Operador Independiente del Sistema de California (CAISO por sus siglas en inglés), Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT por sus siglas en inglés), Pensilvania-Nueva Jersey-Maryland (PJM)



California ha lidiado con los retos asociados con la incorporación del almacenamiento de electricidad a la red y ver qué prácticas podrían adoptarse en México.

1.4.4.1 Antecedentes regulatorios

Mucho antes de la firma del Acuerdo de París en 2016, muchos gobiernos alrededor del mundo han promovido la generación de electricidad de fuentes renovables y la reducción en la emisión de gases de invernadero. Desde 2002, California promulgó la Iniciativa del Senado Núm. 1078 o SB1078 (Senado de California, 2002) que establece la Norma de Carteras Renovables (RPS por sus siglas en inglés) de California (CPUC, 2019a). La RPS exigía que, para 2017, el 20% de la venta minorista de electricidad provengan de fuentes renovables. En 2006, en virtud de la SB107, el programa de la RPS se aceleró y obligó que se cumpliera la meta del 20% para 2010. La Iniciativa del Senado Núm. 2 (Senado de California, 2011), firmada en abril de 2011, aumentó el requisito de la RPS al 33% para 2020 y en 2015 el mandato de la RPS se elevó de nuevo, a través de la Iniciativa del Senado Núm 350 (Senado de California, 2015), al 50% para el 31 de diciembre de 2030. La Iniciativa del Senado Núm. 350 también requirió que el 65% de la energía renovable se adquiriera por medio de contratos a largo plazo de al menos 10 años. Por último, en otoño de 2018, la Iniciativa del Senado Núm. 100 (Senado de California, 2018) fue promulgada como ley, la cual incrementó la RPS al 60% para 2030 y estableció un requisito para que toda la electricidad en California provenga de fuentes libres de carbono para 2040. Desde 2017, las ventas minoristas en California han cumplido con las RPS y las tres⁴ grandes empresas de Servicios Públicos Propiedad de Inversores (IOU por sus siglas en inglés) han atendido colectivamente el 36% de las ventas minoristas a partir de la energía renovable (CPUC, 2019).

La participación creciente de energías renovables en la matriz de generación en California ha resaltado dos problemas principales asociados con la “energía verde”, en especial la energía eólica y solar: intermitencia y el incremento de las rampas.

La intermitencia hace referencia al hecho de que la fuente de energía que se convertirá en electricidad no está disponible continuamente y su disponibilidad puede ser difícil de predecir. En otras palabras, la generación eólica y solar solo pueden ocurrir cuando sopla el viento y cuando brilla el sol. Adicionalmente, los periodos de más viento y sol pueden no corresponder a los periodos de demanda más elevada.

La rampa (de salida de generación) hace referencia al cambio en la potencia que el generador entrega. El suministro de energía debe cumplir con la demanda energética en cualquier momento y la demanda puede cambiar con rapidez. Cuando la generación de energía eólica y solar no puede aumentar su índice de incremento gradual para satisfacer la creciente demanda, entonces los índices de incremento gradual requeridos de otros recursos aumentan. En otras palabras, la generación de energías renovables tiene un problema inherente con la respuesta a la frecuencia.

El almacenamiento de energía a escala de la red puede mitigar no solo los desafíos relacionados con la intermitencia y las rampas en los cambios de generación, pero también puede ofrecer un conjunto de servicios conexos entre otros beneficios. El Presidente de la Comisión de Energía de California, Robert B. Weisenmiller, afirmó en un comunicado de prensa que: *"Dado que [California] busca reducir aún más las emisiones de gas de invernadero para 2030 y obtener el*

⁴ Pacific Gas & Electric, Southern California Edison y San Diego Gas & Electric



50 por ciento de nuestra electricidad a partir de fuentes renovables, los recursos flexibles tales como el almacenamiento de energía, serán importantes para equilibrar la red eléctrica".

En 2010, el Gobernador de California aprobó la Iniciativa de la Asamblea Núm. 2514 (Asamblea de California, 2010), la cual instruye a la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC por sus siglas en inglés) a establecer un Programa de Almacenamiento de Energía y un objetivo de almacenamiento correspondiente para ayudar a integrar la energía renovable en el sistema. La CPUC estableció un objetivo acumulativo para las tres mayores IOU en California de 1,325 MW para 2020.

En septiembre de 2016, el Gobernador de California aprobó la Iniciativa de la Asamblea Núm. 2868 (Asamblea de California, 2016) con el propósito de acelerar el despliegue generalizado de sistemas de almacenamiento de energía distribuida, elevando de manera efectiva los objetivos de almacenamiento de energía para las IOU de California a 1,825 MW para 2020.

1.4.4.2 Participantes clave en el almacenamiento de electricidad y energía en California

Para comprender los factores que fomentan u obstaculizan el almacenamiento de electricidad a escala de la red, es importante comprender el contexto regulatorio y el mercado correspondiente. La estructura del sector eléctrico de California tiene muchas similitudes con el de México. La tabla siguiente identifica a los participantes clave en el sector eléctrico de California e identifica las entidades mexicanas correspondientes.

Tabla 1.4. Comparación de las partes interesadas y los mercados de California y México. Fuente: elaboración propia.

| Función del sector eléctrico | California | México |
|---|---|---|
| Política y planificación | Comisión de Energía de California (CEC) | Secretaría de Energía (SENER) |
| Regulador | Comisión de Servicios Públicos (PUC) | Comisión Reguladora de Energía (CRE) |
| Operador del sistema | Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) | Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) |
| Generación | Centrales del sector público y privado | Centrales del sector público (CFE) y privado |
| Transmisión | Empresas del sector público y privado [8] ⁵ | CFE Transmisión, Comisión Federal de Electricidad (CFE), una paraestatal. |
| Distribución | Compañías de servicios públicos propiedad de inversionistas y que cotizan en la bolsa | CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad (CFE), una paraestatal |
| Servicios conexos (no incluidos en el mercado mayorista)⁶ | Impulsado por el mercado | CFE Generación, Comisión Federal de Electricidad (CFE), paraestatal. |

⁵ La Comisión de Energía de California hace un listado de las líneas de transmisión eléctrica, sus propietarios y proporciona un mapa (referencia 8)

⁶ Los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista mexicano son: arranque autógeno y la conexión a la red, control de voltaje y operación aislada.



| Función del sector eléctrico | California | México |
|--------------------------------|---|---|
| Mercado de balance de potencia | Mercado opaco (principalmente bilateral) para la adecuación de los recursos (115% de la demanda pico) | El precio de la capacidad determinado ex post por el CENACE con base en 100 horas pico del sistema |
| Ventas | Compañías de servicios públicos propiedad de inversionistas y que cotizan en la bolsa | Para pequeños consumidores es la CFE; para grandes consumidores puede ser un proveedor del mercado mayorista, la CFE, o un proveedor del sector privado |

1.4.4.3 Mapa de ruta de California y la Iniciativa de almacenamiento de energía y recursos energéticos distribuidos

El desarrollo del almacenamiento de energía a escala de la red en California se impulsó principalmente con políticas y regulaciones y no al generar incentivos comerciales para crear un mercado para los recursos de almacenamiento de energía.

En términos energéticos, por ejemplo, el mercado eléctrico de California se compone de un mercado del Día en Adelanto, en donde se llevan a cabo la mayoría de las transacciones, además del mercado en tiempo real que se usa virtualmente para balancear las diferencias entre la demanda y la oferta. Dado que, por diseño, tanto los mercados de día en adelante como los mercados de tiempo real son a corto plazo, no promueven el desarrollo del almacenamiento de energía comercial debido a la incertidumbre de recuperar la inversión en el almacenamiento de energía a largo plazo.

La Comisión de Energía de California (CEC), el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) y la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) reconocieron la necesidad de crear un mercado para el almacenamiento de energía y han trabajado con los desarrolladores de almacenamiento de energía, servicios públicos, generadores, grupos ambientales y otras partes interesadas para identificar los desafíos clave y las acciones necesarias para superar dichos desafíos. El resultado de dicho trabajo fue un documento publicado en diciembre de 2014 titulado "Advancing and Maximizing the Value of Energy Storage Technology: A California Roadmap (CAISO, 2014)".

El propósito del documento es promover el almacenamiento de energía a escala de la red al identificar y priorizar acciones que responden a los tres problemas principales identificados por las partes interesadas en el almacenamiento de energía:

- Capacidad para aprovechar al máximo las oportunidades de ingresos en consonancia con el valor que puede proporcionar el almacenamiento de energía.
- Necesidad de reducir el costo de interconexión a la red y operaciones continuas.
- Agilizar y detallar las políticas para aumentar la certeza con respecto a los procesos y los plazos.

Las acciones para abordar los tres desafíos anteriores se agruparon en cinco áreas temáticas: planeación, adquisición, tratamiento de tarifas, interconexión y participación de mercado. Las acciones de mayor prioridad se identificaron dentro de cada grupo y proporcionan, de manera inmediata, pautas sobre cómo construir una plantilla para el Mapa de ruta de almacenamiento de energía en México.



El Mapa de ruta de California fue un precursor para la iniciativa de recursos de almacenamiento de energía y distribución energética (CAISO, 2019a). La iniciativa se centra en facilitar la participación de los recursos de almacenamiento de electricidad y de generación distribuida conectados a la red operada por CAISO en el mercado eléctrico. Estos recursos comprenden la energía solar en techos, el almacenamiento de energía, vehículos eléctricos enchufables y la respuesta de la demanda (control de demanda). La iniciativa comprende cuatro fases:

La **Fase 1** se implementó en otoño de 2016 y *“mejoró la capacidad del almacenamiento conectado a la red y los recursos conectados a la distribución para participar en el mercado de ISO. Las mejoras incluyeron la capacidad de presentar el estado de carga (del recurso de almacenamiento de electricidad) como un parámetro diario de la oferta en el mercado del día en adelante, además de una opción para no proporcionar límites del estado de carga o no hacer que el ISO optimice de manera conjunta los recursos que no sean del generador en función del estado de carga (CAISO, 2019a).”* Dado que el almacenamiento de energía tiene una cantidad limitada de energía disponible, conocer el estado de carga de un recurso de almacenamiento ayuda a que el CAISO mejore la optimización de despacho. Antes de implementar la Fase 1, el CAISO asumió que el estado de carga del recurso era del 50%.

La **Fase 2** se implementó en noviembre de 2018. Aclaró la diferencia en el tratamiento de la energía minorista utilizada para las necesidades de la central de generación (energía para uso propio o la denominada energía de central) como la operación del activos de almacenamiento, luces de oficinas, etc., y la energía mayorista utilizada para recargar el almacenamiento de electricidad, aumento del número de metodologías para evaluar el desempeño de los recursos de demanda de dos a cinco y aclaró varias definiciones importantes para la respuesta a la demanda; además, añadió índices de gas natural a la prueba de beneficios netos para evaluar el beneficio de la reducción de la demanda. La prueba, la cual está en curso, verifica si el beneficio de la reducción del precio de la electricidad asociado con el despacho de recursos de respuesta a la demanda es mayor que el costo de usar dichos recursos (CAISO, 2018).

La **Fase 3** aún no se ha completado, pero *“continuará identificando y evaluando oportunidades para una mayor participación de los recursos de almacenamiento y distribución de energía conectado a la red de transmisión en el mercado de ISO (CAISO, 2019a).”* Más específicamente, los problemas que se consideran tratan con la participación de vehículos eléctricos en el mercado, modelando las limitaciones de respuesta a la demanda y creando un producto de mercado de respuesta a la demanda con un control de picos (CAISO, 2018).

La **Fase 4** está en desarrollo. Los problemas que planea abordar incluyen:

- Agregar un parámetro de estado de carga para recursos de almacenamiento⁷ en el modelo de recursos no generadores.
- Aplicar mitigación de energía del mercado a los recursos de almacenamiento de energía.
- Simplificar los acuerdos de interconexión para participantes de recursos no generadores.

⁷ Es una medida de la capacidad a corto plazo del sistema de almacenamiento de energía. Refleja la cantidad de energía que queda en el sistema de almacenamiento en comparación con la capacidad nominal.



- Establecer parámetros para reflejar mejor las características operativas de los recursos de respuesta a la demanda.
- Examinar los procesos de calificación y operación para los recursos de respuesta a la demanda de producción variable.
- Discutir las implicaciones del establecimiento de recursos detrás del medidor, que no están disponibles de forma permanente, dentro del modelo de recursos no generadores (CAISO, 2019b).

1.4.4.4 Incentivos de almacenamiento de energía

Mientras que los reglamentos y políticas sobre el almacenamiento de energía en California siguen evolucionando, es importante mencionar que hay varios incentivos, tanto a nivel estatal como federal, diseñados para promover el almacenamiento de energía:

- El CEC financia la investigación sobre la efectividad del almacenamiento de energía como recurso de red por medio de la Carga de Inversiones del Programa Eléctrico (EPIC por sus siglas en inglés) (CPUC, 2011).
- La CPUC proporciona fondos para programas tales como el Desplazamiento de Carga Permanente y el Programa de Incentivos de Autogeneración para incentivar la adopción del almacenamiento de energía por parte del consumidor (CPUC, 2019b).⁸
- La Orden Núm. 792 de la Comisión Federal Reguladora de Energía definió el almacenamiento de electricidad como instalaciones de generación para facilitar los procedimientos de interconexión (FERC, 2013).
- El Crédito Fiscal a la Inversión Energética para Empresas Federales y el Programa de subvenciones para altos costos de Energía del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos brindan apoyo para el almacenamiento de energía (DOE, 2009).
- El Departamento de Energía de los Estados Unidos financia la investigación de nuevas tecnologías de almacenamiento por medio de la Agencia de Proyectos de Investigación Avanzada en sus oficinas de Energía, Eficiencia Energética y Energía Renovable (ARPA, 2007).

1.4.4.5 California, México y el almacenamiento de electricidad

Transmisión y distribución

Algunas de las principales diferencias entre México y California, en términos de la configuración del sector eléctrico relevante para el almacenamiento de energía, tienen que ver con el papel de operador del sistema. Mientras que tanto en California como en México el operador del sistema supervisa el mercado eléctrico mayorista y la operación de la red, en California el CAISO también opera las líneas de transmisión.

Actualmente, la tarifa de la CFE Transmisión está configurada para recuperar los costos operativos y de infraestructura con la tarifa justa de retorno que determina la CRE. El

⁸ Decisión de la CPUC sobre el desplazamiento de carga permanente, D 12-04-045, implementada por medio de la resolución E-4586 (ver CPUC 2019b).



almacenamiento de energía tiene el potencial de retrasar las inversiones en infraestructura de transmisión (o distribución) de la CFE y, por lo tanto, podría desafiar el potencial de ingresos de la CFE. Puede ser social y económicamente benéfico para la CFE Transmisión invertir en almacenamiento en vez de en infraestructura de transmisión y obtener una tasa de rendimiento justa sobre dicha inversión mientras que mitiga la congestión, proporcionando un control de voltaje y frecuencia. Sin embargo, bajo la regulación actual que requiere una estricta separación de funciones, la CFE Transmisión no puede poseer almacenamiento de electricidad porque está clasificado como generación.

Del mismo modo, la distribución en México está a cargo de la compañía de electricidad del estado, la CFE, mientras que en California la distribución la operan empresas de servicios públicos del sector público y privado.

El costo del almacenamiento

Una similitud importante entre California y México es que tanto la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) como la CRE son responsables de establecer las tarifas correspondientes con base en el costo del servicio, lo cual incluye tarifas relacionadas con el almacenamiento de electricidad. En California, los IOU deben adquirir almacenamiento de electricidad y se les compensa por el costo del mismo a través de sus tarifas reguladas. Dado que el costo del almacenamiento lo pagan los consumidores a final de cuantiles, la PUC se involucra en el proceso de adquisición de almacenamiento para asegurar que los usuarios finales obtengan el mejor precio posible (CPUC, 2014).

Por lo general, el almacenamiento se adquiere mediante un acuerdo de peaje (porteo), el cual es similar a una renta a largo plazo de la infraestructura de almacenamiento, en donde una empresa de servicios públicos pagaría por los gastos de inversión y operación y una tasa de rendimiento negociada.

1.4.4.6 Servicios conexos

Otra diferencia importante entre México y California es la adquisición de servicios conexos. En México, los servicios conexos se dividen en los que se adquieren en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), como lo son reservas operativas y los que no se incluyen en el MEM, tales como control de voltaje, arranque de emergencia y conexión a la red y la operación en “modo isla” (SENER, 2014). Cabe destacar que, desde el punto de vista legal, las empresas del sector privado pueden proporcionar servicios conexos que no se incluyen en el MEM, los cuales actualmente son prestados por las empresas de generación de la CFE.

En California, existe un mercado (día en adelante y tiempo real) para cuatro servicios conexos: Regulación ascendente, regulación descendente (control de frecuencia, energía activa en cuestión de segundos), reservas rodantes y reservas no rodantes (energía activa, respuesta en 10 minutos) (CAISO, 2019c, FERC 2016). El control de voltaje (condensador síncrono) y el arranque de emergencia también son adquiridos por el CAISO, pero no por medio de un mecanismo de mercado, sino por medio de un contrato, en ubicaciones que el CAISO identifica como adecuadas (CAISO, 2013). No existe un servicio “modo isla” en California.

El horizonte a corto plazo del mercado en California y la falta de contratos a largo plazo para dichos servicios, no incentivan la inversión en almacenamiento de energía en y de sí mismos. Los servicios conexos deben considerarse como una pieza del rompecabezas para la generación



de ingresos. El Mapa de ruta de California y la Iniciativa de recursos de almacenamiento de energía y distribución energética se enfocan en encontrar maneras óptimas de almacenamiento de energía en el mercado de servicios conexos, como lo es el modelo de mercado de Recursos No Generadores (NGR), discutido a continuación.

Por ejemplo, desde febrero de 2019, la CEC aprobó la instalación de baterías con iones de litio para proporcionar una capacidad de arranque de emergencia al Russell City Energy Center (ENERKNOL, 2019).

1.4.4.7 Mercado mayorista

Como se menciona en la sección previa, la experiencia de almacenamiento de energía en México y su interacción con el mercado eléctrico es muy limitada. Por otro lado, California experimenta con varios modelos de participación en el mercado para integrar fuentes de energía flexibles, tales como la generación distribuida y el almacenamiento de energía, en operaciones directas. Este programa de integración tiene tres elementos: Respuesta a la Demanda como Proxy (PDR por sus siglas en inglés), Proveedor de Recursos de Energía Distribuida (DERP por sus siglas en inglés) y Recursos No Generadores (NGR) [24].

La PDR permite que terceros liciten directamente (es decir, no a través de una empresa de servicios público) en los mercados de reducción de carga y de servicios conexos del CAISO.

El DERP hace referencia a un agregador de generación distribuida que puede actuar como recurso si cumple con los requisitos mínimos de capacidad.

Tanto la PRD como el DERP se consideran como un modelo de participación sin recursos y no lidian con el almacenamiento de energía.

Por otro lado, el Recurso no generador (NGR) hace referencia al almacenamiento de energía (que incluye el almacenamiento de energía: baterías, volantes, hidroeléctrica por rebombeo y autos eléctricos) y se considera como un recurso. El NGR hace referencia a un rango positivo (descarga) y negativo (carga) de recursos de almacenamiento de energía que puede proporcionarse. El almacenamiento de energía puede participar por medio de los modelos de mercado de PDR y DERP o puede licitar directamente bajo el modelo de mercado de NGR.

Existen tres subtipos de NGR (CAISO, 2019d):

1. **Recursos de Almacenamiento de Energía Limitado (LESR por sus siglas en inglés):** ofrecen productos energéticos positivos y negativos restringidos por su Estado de Carga (SOC por sus siglas en inglés). Tanto las baterías como los volantes se califican como LESR.
2. **Respuesta a la Demanda Despachable (DDR por sus siglas en inglés):** ofrece solo productos negativos (es decir, respuesta a la demanda) y se restringen por el límite de energía reducible.
3. **NGR genéricos:** son como los LESR, pero sin la restricción del estado de carga (SOC), aunque solo pueden ofrecer Gestión de la Regulación de Energía (REM por sus siglas en inglés); es decir, regulación ascendente, regulación descendente.

En resumen:

Tabla 1.5. Recurso No Generador (NGR) y productos ofrecidos. Fuente: elaboración propia.



| Producto ofrecido en el mercado | LESR | DDR | NGR genérico |
|--|------|-----|--------------|
| Energía de día en adelante (DA) y tiempo real (RT) | ✓ | ✓ | |
| Reservas rodantes y no rodantes de DA y RT | ✓ | ✓ | |
| Regulación ascendente y descendente de DA y RT | ✓ | ✓ | ✓ |

Los requisitos mínimos de capacidad de almacenamiento para participar en el mercado son de 500kW. Un recurso No REM está obligado a cumplir con 60 min. de energía continua mientras que el recurso de REM debe cumplir un requisito de energía continua por 15 min.

Los NGR se modelan sin tiempo o costos de arranque y las pérdidas energéticas se consideran durante el proceso de carga, sin descargar.

El mercado del día en adelante (DAM) y el mercado en tiempo real (RTM) observan las limitaciones del estado de carga (SOC) en la optimización de energía y servicios conexos para DDR y LESR. En específico, el DAM calcula el SOC con base en el historial del día previo, si el SOC no se incluye en la oferta del DA. Para NGR genéricos, el CAISO gestiona el SOC.

1.4.4.8 El mercado de balance de potencia

Los precios anuales del mercado para el balance de potencia en México son determinados por el CENACE cada febrero, después del final del año para el cual se calculan los precios. Por ejemplo, los precios de capacidad para 2018 se determinaron en febrero de 2019, en función de las 100 horas más críticas en el sistema eléctrico mexicano (SENER, 2015). Las horas críticas se definen como las horas con la brecha más pequeña entre la demanda máxima y la capacidad disponible del sistema.

El mercado de California tiene un margen de reserva obligatorio de 15% (CPUC, 2019c). En consecuencia, se requiere que los Servicios Públicos de Propiedad Pública (POU por sus siglas en inglés) y los Servicios Públicos Propiedad de Inversionistas (IOU) adquieran el 115% de su capacidad de demanda pico. En California, la capacidad se conoce como la adecuación del recurso (RA por sus siglas en inglés). El 15% extra que se requiere no se asocia con un tipo de capacidad específico, como lo es el almacenamiento, el ciclo combinado, etc.

Dicho eso, el almacenamiento de energía que puede proporcionar potencia en su máxima capacidad por tres horas puede ofrecer capacidad de RA en el mercado. Esto puede suponer un desafío para algunas tecnologías de almacenamiento que no se diseñaron para descargar durante un periodo prolongado, como lo son los supercondensadores.

El almacenamiento de energía, entre otros recursos, como lo es la respuesta a la demanda, se conoce como Capacidad Flexible Efectiva (FEC por sus siglas en inglés) en el mercado de balance de potencia. Los recursos de FEC se dividen en categorías dependiendo de la disponibilidad (CPUC, 2019d).



El mercado de balance de potencia de RA de FEC comprende tres tipos diferentes:

- Rampeo de base,
- Rampeo de pico,
- Rampeo de superpico

“Un recurso califica para proporcionar Capacidad de RA Flexible en cada Categoría de Capacidad Flexible para la cual cumple con los requisitos establecidos en las Secciones 40.10.3.2, 40.10.3.3 y 40.10.3.4 sobre Tarifas del CAISO” (CISO, 2019e)⁹”

1.4.5 Reino Unido (UK)

Entre numerosos países que han tenido sistemas eléctricos centralizados de propiedad del estado, México y el Reino Unido eran comparables antes de sus respectivas reformas del mercado eléctrico. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) en México y la Oficina de Generación Eléctrica Central (CEGB) en el Reino Unido fueron empresas de propiedad pública que controlaron la generación, transmisión y distribución de la electricidad en sus mercados correspondientes.

La reforma del sector energético en el Reino Unido comenzó con la Ley de Electricidad de 1989 (Parlamento del Reino Unido, 1989), 24 años antes que México. Aunque ambos países enfrentan actualmente retos similares asociados con la creciente participación de la generación de energía renovable y la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía dentro de sus sectores eléctricos individuales, el Reino Unido ha enfrentado esos retos por un periodo más prolongado. México puede beneficiarse de la experiencia del Reino Unido y observar qué prácticas han obstaculizado o fomentado el despliegue a escala de la red del almacenamiento de electricidad. Lo que hace único el caso del Reino Unido es que, desde 2012, el gobierno identificó el almacenamiento de energía como una de las “Ocho Grandes Tecnologías” (DBIS, 2013) que desempeñan un papel en la estrategia industrial nacional.

1.4.5.1 El mercado eléctrico del Reino Unido

El Reino Unido ha adoptado un enfoque de mercado para el sector eléctrico, incluyendo el almacenamiento de energía, como se mostrará en los siguientes apartados. Después de la liberalización y privatización del sector eléctrico en el Reino Unido, todos los servicios se han delegado al sector privado.

Generación

En principio, la CEGB se reestructuró en cuatro empresas: tres empresas generadoras y un operador de transmisión. Las empresas de generación fueron National Power, PowerGen y Nuclear Electric, incluyendo todas las centrales nucleares (IEA, 2005). En principio, Nuclear Electric estaba bajo control público. Sin embargo, después se privatizaron todas las centrales nucleares y actualmente son operadas por la empresa francesa EDF Energy (DUKES, 2018).

⁹ Este documento explica a mayor detalle las Categorías de EFC



Transmisión

La red de transmisión del Reino Unido la poseen y mantienen tres empresas de transmisión: National Grid Electricity Transmission (Inglaterra y Gales), Scottish Power Transmission Limited (sur de Escocia) y Scottish Hydro Electric Transmission (norte de Escocia y los grupos de islas escocesas). Todo el sistema lo opera National Grid Electricity Transmission, una empresa multinacional de servicios públicos de electricidad y gas que cotiza en la bolsa de Londres y de Nueva York (OFGEM, 2019a).

Distribución

Las redes de distribuciones están privatizadas en el Reino Unido. Hay 14 redes de distribución que son propiedad de seis empresas diferentes (OFGEM, 2019b).

1.4.5.2 Participantes clave en el sector eléctrico del Reino Unido

El sector privado ocupa el lugar central en el sistema eléctrico del Reino Unido. El sector público se centra principalmente en la política, regulación, planeación y desarrollo de la red.

El Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (DBEIS por sus siglas en inglés) formula la política energética y propone las iniciativas que se presentarán en el parlamento. El departamento es similar a la Secretaría de Energía (SENER) de México, con la excepción de que la SENER también es responsable por la planeación y el desarrollo del sistema eléctrico.

La Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM por sus siglas en inglés) es el organismo regulador en el Reino Unido. Una de las responsabilidades del organismo regulador es planificar la infraestructura del sector eléctrico. El organismo regulador es independiente, similar a la CRE en México, ya que no responde al DBEIS. Además, como la CRE, es responsable de implementar la política energética del gobierno.

Es importante resaltar que, a diferencia de California, el Reino Unido no tiene obligaciones de almacenamiento de electricidad. En consecuencia, el éxito o la falla del almacenamiento de energía a escala de la red depende de la existencia de un marco normativo y condiciones del mercado adecuadas. Con respecto a las condiciones del mercado, el éxito depende no solo de la competitividad del almacenamiento en términos de precios, sino en la estructura del mercado mismo que puede o no recompensar todos los beneficios que ofrece el almacenamiento.

1.4.5.3 La política energética del Reino Unido

Las tendencias del sector eléctrico, en general, y las tendencias del almacenamiento de electricidad, en particular, están determinadas principalmente por las políticas energéticas nacionales. El desarrollo de la política energética del Reino Unido revisada a continuación proporciona el contexto para analizar el almacenamiento de energía a escala de la red en el Reino Unido.

En 2008, el parlamento del Reino Unido promulgó la “Ley de Cambio Climático de 2008” (Parlamento del Reino Unido, 2008), que creó una obligación legal de reducir las emisiones de gases de invernadero en un 80%, en comparación con la referencia de 1990, para el año 2050.



Poco después, en primavera del año siguiente, la Unión Europea (UE) publicó la “Directiva de Energías Renovables 2009/28/CE” (EP, 2009), la cual estipulaba que para el año 2020, el 20% del consumo energético en la UE debe provenir de fuentes renovables. Mientras que 20% hacía referencia a la energía total, los objetivos de generación de energía renovable variaron entre los estados miembro y el objetivo del Reino Unido se estableció en 15%.

Estas dos normativas han acelerado el impulso para descarbonizar el sistema eléctrico en el Reino Unido y promover la generación de energía renovable. Considerando que, en 2011, el carbón y el gas en conjunto representaron el 64% (DECC, 2012) de la mezcla de generación, promover la generación de energía renovable, significó una transformación importante del mercado eléctrico. Con ese fin, en 2012, el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC por sus siglas en inglés) presentó ante el Parlamento la Iniciativa de Ley de Energía y la Reforma del Mercado Eléctrico, un nombre amplio para una serie de reformas destinadas a transformar el mercado eléctrico del Reino Unido que se aprobó en 2013 (Parlamento del Reino Unido, 2013). El propósito declarado de la iniciativa de ley era asegurar el suministro eléctrico bajo en carbono, seguro y asequible.

1.4.5.4 Tendencias en el sector eléctrico del Reino Unido

La política gubernamental tuvo un impacto muy fuerte en el crecimiento de la generación de energía renovable. En 2010, toda la electricidad renovable representó el 6.9% de la generación eléctrica total en el Reino Unido. En 2017, dicho porcentaje aumentó a 29.3%. Medida como porcentaje de las ventas de electricidad del Reino Unido, la electricidad derivada de fuentes renovables aumentó del 7.2% en 2010 al 25.1% en 2017. Independientemente del método de medición, la generación de energía renovable aumentó más del triple desde 2010. En 2017, la energía eólica (terrestre y marina) y la energía solar fotovoltaica representaron el 48.9% y el 31.5% de la capacidad total de generación de energía renovable, respectivamente (DUKES, 2018).

Tal vez las Tarifas de Alimentación (FiTs) fueron uno de los mecanismos de política más efectivos diseñados para sustentar la inversión en la generación de energía renovable a pequeña escala. El programa FiTs se introdujo en abril de 2010 y aceptó nuevas solicitudes hasta finales de marzo de 2019¹⁰. Los hogares o pequeños negocios que instalaron tecnología calificada recibirían un pago por la electricidad generada, además de un pago por la electricidad enviada de vuelta a la red. El programa es análogo a la Generación Distribuida en México. La diferencia principal es la escala: La Generación Distribuida aplica para instalaciones de hasta 0.5 MW, mientras que el programa FiTs aplica para proyectos de generación de hasta 5 MW. A finales de mayo de 2017, las instalaciones en el programa Fit alcanzaron una capacidad de 6.1 GW (Parlamento del Reino Unido, 2008).

Otra política importante fue el aumento del precio mínimo del Carbono, el cual mostró un aumento en el precio de las emisiones de carbono en un horizonte temporal a largo plazo.

Por lo tanto, la tendencia global en el sistema eléctrico del Reino Unido es un cambio hacia la generación de energía renovable, tanto a gran escala como a escala de generación distribuida. Una de las implicaciones de dicho cambio es una reducción en la generación térmica tradicional. En 2017, la generación a partir del carbón y gas cayó un 27% y un 5%, respectivamente (DUKES, 2018). Otra implicación es que el almacenamiento de energía tiene un papel

¹⁰ <https://www.gov.uk/feed-in-tariffs>



potencialmente grande que desempeñar en un mercado con una participación cada vez mayor de energía intermitente.

1.4.5.5 Servicios conexos

El Reino Unido, como la mayoría de otros sistemas eléctricos liberalizados, ha desarrollado un mercado para servicios conexos, los cuales son prestados por el sector privado (IEA, 2005). National Grid, el operador del sistema, es responsable de adquirir los servicios conexos o de “balanceo”. Hay 15 servicios en total (NG, 2019):

- Arranque de emergencia.
- Arranque del mecanismo de balanceo (BM por sus siglas en inglés).
- Respuesta del lado de la demanda (DSR por sus siglas en inglés).
- El aumento de la demanda fomenta que los grandes usuarios de energía aumenten la demanda o reduzcan la generación en tiempos de alta producción de energía renovable y baja demanda.
- Respuesta de frecuencia mejorada (EFR por sus siglas en inglés), que proporciona respuesta de frecuencia en un segundo o menos.
- Servicio mejorado de potencia reactiva (ERPS por sus siglas en inglés), soporte de voltaje que excede los niveles obligatorios.
- Reserva rápida, potencia activa de generación aumentada o de consumo reducido.
- Respuesta de frecuencia firme (FFR por sus siglas en inglés), mínimo 1MW de energía de respuesta.
- Interdisparos, generalmente opera en menos de 0.1 segundos para resolver los problemas térmicos y de estabilidad de la transmisión.
- Servicios de respuesta obligatoria, respuesta obligatoria a la frecuencia dentro de los límites estatutarios.
- Servicio de potencia reactiva obligatorio, provisión de producción de potencia reactiva variable.
- Reserva operativa a corto plazo, potencia activa o reducción de demanda adicional.
- Super SEL, capacidad para reducir el nivel de generación mínimo en tiempos de baja demanda (SEL: Límite de Exportación Estable).
- Operador del sistema a operador del sistema, este intercambio determina la dirección del flujo de energía a través de interconectores.
- Restricción de transmisión, requerida durante congestión alta.

1.4.5.6 Mercado de balance de potencia

El Mercado de Balance de Potencia (CM por sus siglas en inglés) fue introducido en el Reino Unido en 2014 como parte de la Reforma del Mercado Eléctrico. Como contramedida para el desmantelamiento de las centrales eléctricas de carbón para cumplir con los compromisos de descarbonización y como remedio para un aumento en la porción de generación de energía renovable que proporciona energía intermitente, el objetivo del Mercado de Balance de Potencia es garantizar la seguridad del suministro de electricidad. El CM también tiene el propósito de sustentar el desarrollo de la gestión de la demanda y fomentar las inversiones en la nueva generación ofreciendo seguridad en los ingresos durante un determinado horizonte temporal (DBEI, 2015).



1.4.5.7 Las tendencias del almacenamiento de electricidad en el Reino Unido

De manera similar a otros países que están experimentando cambios fundamentales en sus sistemas eléctricos asociados con la generación de energía renovable, la medición inteligente, la descarbonización y el almacenamiento de energía, el Reino Unido busca maneras óptimas de integrar el almacenamiento a su red eléctrica. Es un proceso constante que comenzó con la identificación del almacenamiento de energía como una de las “ocho grandes tecnologías”, en donde el Reino Unido consideró que sería un líder mundial debido a sus fortalezas científicas y comerciales. En 2012, el gobierno anunció el apoyo para esas ocho tecnologías como parte de la estrategia industrial nacional y comprometió fondos públicos a sustentar su desarrollo (DBIS, 2013).

La Reforma del Mercado Eléctrico antes mencionada reconoció el potencial del almacenamiento de energía. En noviembre de 2012, el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) publicó el documento “Reforma del mercado eléctrico: descripción general de las políticas” (*Electricity Market Reform: Policy Overview*) (DECC, 2012), en donde reconoció la importancia del almacenamiento, específicamente en el contexto del cambio de carga y el mercado de balance de potencia.

Sin embargo, la primera subasta de balance de potencia en 2014 no reconoció las diferencias entre almacenamiento y generación tradicional (DECC, 2012b). Al dejar que la duración del servicio sea abierta, creó barreras importantes en la participación para la mayoría de las tecnologías de almacenamiento.

Por otro lado, en 2015 la Respuesta de Frecuencia Mejorada (EFR), uno de los servicios conexos antes mencionados, se introdujo en el mercado (OFGEM, 2014). El tiempo de respuesta para EFR es de un segundo o menos, lo cual favorece claramente a varias tecnologías de almacenamiento de energía. Aunque inicialmente se esperaba que la EFR se ejecutara desde abril de 2015 hasta marzo de 2018, es ahora uno de los servicios conexos que adquiridos por National Grid.

Asimismo, en 2015, pronosticando las tendencias del sistema eléctrico del Reino Unido, National Grid elaboró un informe anual titulado Escenarios Energéticos Futuros (*Future Energy Scenarios*) (NG, 2015), cuyos escenarios sirvieron como base para un informe publicado en marzo de 2016 titulado “¿Puede el almacenamiento ayudar a reducir el costo de un futuro sistema eléctrico en el Reino Unido?” (*Can Storage Help Reduce the Cost of a Future UK Electricity System?*) (CT&ICL, 2016). El informe fue publicado por Carbon Trust en conjunto con el Imperial College of London y recibió patrocinio del Departamento de Energía y Cambio Climático, el Gobierno de Escocia y tres importantes empresas de servicios públicos: Scottish Power, E.ON y SSE.

El informe está enfocado a responder tres preguntas que se resumen a continuación:

1. ¿El almacenamiento de electricidad puede beneficiar a los consumidores?
2. ¿Qué impide la inversión en almacenamiento?
3. ¿Qué puede hacerse para superar las barreras en la inversión?

El estudio modeló el sistema eléctrico del Reino Unido y encontró que desplegar el almacenamiento de electricidad (el estudio fue neutro en cuanto a tecnologías de almacenamiento) puede reducir de manera significativa el costo del sistema. Utilizando el escenario energético futuro “Go Green” de National Grid, con una alta “prosperidad” (léase un



sólido crecimiento económico) y una alta “ambición ecológica” (la descarbonización es una prioridad), los ahorros derivados del despliegue del almacenamiento de electricidad alcanzaron los £2.4 miles de millones (2016 £) por año en 2030. En un escenario opuesto denominado “Sin progresión”, en el que tanto la prosperidad como la ambición ecológica eran escasas, el despliegue del almacenamiento de electricidad seguía siendo beneficioso.

El estudio también identificó las barreras que evitan el despliegue del almacenamiento:

- Riesgo de política: incertidumbre acerca de las políticas y leyes del futuro que definen los ingresos de almacenamiento.
- No reconocer beneficios externos para la sociedad: no reconocer el beneficio total que proporciona el almacenamiento en el precio del almacenamiento conduce a una inversión insuficiente.
- Riesgo de canibalización de ingresos: temor a que el exceso de oferta de servicios de almacenamiento impulse los precios marginales por debajo del costo marginal.
- Señales de precio de mercado distorsionadas: incertidumbre asociada con la discrepancia entre las partes interesadas (regulador, operador del sistema, proveedores de servicios, etc.) en cuanto al valor de almacenamiento.
- Estructuras de mercado desintegradas: incapacidad de un solo activo de almacenamiento para proporcionar servicios múltiples.
- Múltiples partes interesadas, múltiples beneficios: las diversas partes interesadas obtienen diferentes beneficios del almacenamiento. Para obtener el beneficio general del almacenamiento, es necesaria la colaboración entre las partes interesadas, pero esto no se facilita mucho.

Las soluciones principales para las barreras identificadas se relacionan mayormente con la política:

- Alinear incentivos: introducir precios de electricidad dinámicos para reflejar el verdadero costo de la electricidad en un momento dado y eliminar las barreras que impiden que un activo de almacenamiento proporcione servicios acumulados.
- Monetizar los beneficios del sistema: evaluar el valor de las externalidades asociado con el almacenamiento e incluirlo en el precio de los servicios de almacenamiento.
- Reducir la incertidumbre en la política: adoptar una regulación predecible a largo plazo.
- Involucrar a las partes interesadas: a pesar del efecto positivo general del almacenamiento, la adopción de tecnologías de almacenamiento afectará a las organizaciones más allá de la industria del almacenamiento.
- Demostrar el costo y rendimiento del almacenamiento: las características de rendimiento y los costos asociados con el almacenamiento deben difundirse para promover la discusión informada.
- Definir las normas operativas y de rendimiento para el almacenamiento: generar confianza con los operadores del sistema para facilitar la integración eficiente con la red.

Siguiendo los resultados del informe, el DECC y la Ofgem publicaron una convocatoria de evidencias en noviembre de 2016 en la que solicitaban aportaciones de los participantes de la industria energética y los grupos de consumidores sobre cómo hacer que el sistema energético sea más inteligente y flexible. En julio de 2017, la Ofgem publicó los resultados de una encuesta (DBEIS y Ofgem, 2017) en la que los participantes abordaron seis preguntas relacionadas con el almacenamiento.



La primera pregunta tuvo que ver con las barreras políticas y regulatorias para el desarrollo del almacenamiento. Las partes interesadas declararon que el mercado no recompensa el beneficio total del almacenamiento porque la complejidad de las normas regulatorias para los diferentes servicios y la corta duración de los contratos para dichos servicios dificultan la construcción de un modelo de negocio basado en la combinación de servicios conexos, el mercado de balance de potencia y el desplazamiento de carga. También destacaron la necesidad de claridad en la normativa para el almacenamiento.

La segunda pregunta trató sobre la conexión a la red para el almacenamiento. Las partes interesadas coincidieron en que se requiere más claridad sobre el proceso de conexiones para el almacenamiento, información sobre dónde conectar y el tratamiento de la conexión del almacenamiento que se agrega a la generación existente. Además, la demora en la conexión del almacenamiento a favor de la generación se identificó como un problema, especialmente en casos en donde el almacenamiento puede aliviar la congestión.

La tercera pregunta trató sobre las tarifas que enfrentan los proveedores de almacenamiento. Las partes interesadas acordaron que el almacenamiento puede beneficiar al sistema y debe compensarse adecuadamente. No hubo ningún acuerdo en cuanto a si el almacenamiento debería pagar tarifas de importación-exportación y varias partes interesadas pidieron consistencia en las metodologías de cobro por transmisión y distribución. Las partes interesadas pidieron aclaraciones sobre si el almacenamiento se considera como no intermitente.

La cuarta pregunta indagaba sobre la utilidad del almacenamiento para los operadores de la red, si el marco normativo permite el desarrollo de un mercado de almacenamiento competitivo y si las empresas de la red deben poseer almacenamiento.

Todas las partes interesadas acordaron que el uso del almacenamiento por parte de los operadores de la red es eficiente en costos. La mayoría de los encuestados también estuvo de acuerdo en que la separación de las funciones debería aplicarse al almacenamiento, pero muchos reconocieron que las redes de distribución podrían tener almacenamiento bajo circunstancias especiales.

Las respuestas a la quinta pregunta, que trataba sobre los enfoques normativos para proporcionar una mayor claridad para el almacenamiento, se combinaron con las respuestas a la sexta pregunta sobre si el almacenamiento está correctamente definido. Aquí, la respuesta de las partes interesadas no fue clara sobre si el almacenamiento debe considerarse como una nueva clase de activo o si debe permanecer clasificado como generación.

1.4.6 Conclusiones

- Las regulaciones y políticas de almacenamiento de energía aún no se finalizan, incluso en mercados avanzados como California o el Reino Unido.
- El éxito de integrar el almacenamiento de energía a sus operaciones del sistema eléctrico requerirá:
 - Tanto incentivos regulatorios como comerciales. El desarrollo del almacenamiento de energía impulsado únicamente por la regulación o por el mercado, no es óptimo.



- o Coordinación entre el CENACE, la CRE, la SENER y el sector privado, además de las otras partes interesadas, para la identificación y la eliminación de barreras para el despliegue del almacenamiento de energía.
- o La cuantificación de los beneficios que el almacenamiento de energía puede proporcionar a nivel de desarrollador de almacenamiento, así como a nivel social (es decir, cuantificación de las externalidades).
- o La definición del almacenamiento y de los productos que el almacenamiento de energía puede proporcionar a la red y una metodología que permita valorar dichos productos.
- o Marco normativo predecible y transparente.
- Facilitación de la interconexión del almacenamiento de energía a la red.



1.5. Criterios e impulsores del éxito que habilitaron la implementación de proyectos de almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos

1.5.1 Antecedentes

El impulsor principal, no regulatorio, detrás del despliegue creciente del almacenamiento a escala de servicios públicos es el aumento constante en la proporción de energía renovable, que ha creado una oportunidad comercial para los servicios que el almacenamiento de energía puede proporcionar. La flexibilidad del almacenamiento de energía es, en muchas maneras, la respuesta a la inflexibilidad asociada con la generación de energía renovable. Específicamente, el almacenamiento puede abordar desafíos como la intermitencia y el incremento gradual, mientras ofrece servicios conexos, capacidad y control de frecuencia.

La disminución del costo de capital del almacenamiento de electricidad, en especial las baterías, es otro factor no regulatorio muy importante detrás del crecimiento de los proyectos de almacenamiento. Sin embargo, partiendo del supuesto de que, *ceteris paribus*, el sector privado no necesita estímulo para capitalizar los negocios rentables, la revisión de los elementos que son necesarios para permitir exitosamente el almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos se centrará en la normativa que promueve la integración del almacenamiento del almacenamiento en un sistema eléctrico.

Existen tres maneras en las que los gobiernos han estado promoviendo principalmente el almacenamiento de energía: despliegue por obligación legal, despliegue por subsidios y el desarrollo de un marco normativo consistente.

1.5.2 Despliegue por obligación legal

Un ejemplo es la Iniciativa de ley 2514 de la Asamblea de California que tuvo como resultado un objetivo de almacenamiento de energía para las tres empresas de servicios públicos más grandes de California. La ventaja principal de establecer objetivos legales de almacenamiento es el tiempo. La ley establece quién debe tener instalado el almacenamiento de energía y para cuándo, lo que puede acelerar la implementación del almacenamiento de energía.

La desventaja principal de promover el almacenamiento por medio de un requisito normativo es que es muy probable que se considere como un costo indirecto para hacer negocios que se transferirá a los consumidores, y que debe cumplirse para satisfacer los requisitos legales mínimos, sin más.

1.5.3 Despliegue por subsidios

Los subsidios al almacenamiento de energía residencial, por lo general se acoplan a las iniciativas de generación distribuida. Por ejemplo, el programa antes mencionado de incentivos a la autogeneración (SGIP) en California, el cual subsidia el almacenamiento de energía “detrás del medidor”, se extendió en septiembre de 2018 hasta 2026¹¹. En Australia, el almacenamiento de energía, cuando se combina con la generación de energía solar, recibe un subsidio nacional por medio de Créditos Solares¹².

También hay programas de subsidio relacionados con el almacenamiento a una escala mucho mayor. A principios de 2019, Alemania anunció un programa de subsidios para la producción de celdas de baterías¹³, y la Comisión Europea dedicó fondos para impulsar la investigación de baterías, que será dirigida por InnoEnergy, junto con la Alianza Europea de Investigación en Energía, y la Asociación Europea para el Almacenamiento de Energía¹⁴.

Subsidiar el almacenamiento de energía es socioeconómicamente factible hasta el valor de las externalidades positivas que proporciona el almacenamiento de energía. Las externalidades positivas se refieren a los efectos positivos o consecuencias del almacenamiento que no se reflejan en el costo del servicio, como lo es la mitigación de las emisiones de gases de invernadero debido a la reducción en el consumo de combustibles fósiles. Ejemplos de otras externalidades positivas para México podrían incluir una menor dependencia de las importaciones de gas natural, el aplazamiento o el alivio de las inversiones en infraestructura de transmisión y/o distribución.

1.5.4 Marco normativo

La tercera forma de promover el almacenamiento de energía consiste en un marco normativo (en contraposición a un requisito regulatorio), que promueva el desarrollo de un mercado de servicios ofrecidos por tecnologías de almacenamiento. La ventaja de un mercado, de cualquier mercado competitivo, es que promueve la competencia sobre la calidad del servicio, los costos y fomenta la investigación, el desarrollo y la innovación.

Puede decirse que el marco normativo es el factor más importante detrás del despliegue del almacenamiento de electricidad, porque define el papel que desempeña el almacenamiento dentro del sistema y determina si las normativas del mercado hacen que ese papel sea comercialmente viable. En consecuencia, la sección siguiente se centrará en las pautas generales que debe contener un marco normativo para asegurar el despliegue exitoso y la integración del almacenamiento de electricidad en el sistema.

Un gobierno puede elegir promover el almacenamiento de energía a través de cualquier combinación de los tres enfoques antes descritos, ya que no son mutuamente exclusivos.

¹¹ https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201720180SB700

¹² <https://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/solar-credits-australia/>

¹³ <https://www.electrive.com/2019/02/23/german-government-to-subsidise-battery-production/>

¹⁴ <https://renews.biz/51360/eu-launches-battery-research-drive/>



1.6 Factores que permiten el almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos

Integrar el almacenamiento de electricidad en un sistema eléctrico es un trabajo en desarrollo, no solo en México, sino alrededor del mundo. El mercado de California es posiblemente el más avanzado en facilitar la participación del almacenamiento de energía en el mercado CAISO, pero las fases finales de la Iniciativa de Recursos de Almacenamiento de Energía y Distribución Energética de California aún se están negociando entre el regulador, los participantes del sector privado, el operador del sistema y la comisión de energía, que determina las políticas energéticas en el estado.

Aunque no hay métodos normativos probados en el tiempo, que permitan el almacenamiento, existen determinados componentes que el marco normativo debe contener para hacer que la implementación y la integración de proyectos de almacenamiento a escala de servicios públicos tengan éxito. Esta sección analizará dichos componentes en general, mientras que la Sección 3 los discutirá con más detalle en el contexto mexicano.

1.6.1 Normas clara, definiciones y clasificaciones

Aunque parece obvio, es un punto que, a menudo, se pasa por alto. Dado que el almacenamiento se alterna entre depositar energía (como carga) y liberarla (como generador), es fundamental definir un tratamiento de tarifas justas en términos de transmisión, créditos de carbono, etc., lo que evitará los cargos dobles para los proveedores de almacenamiento. Además, tener servicios claramente definidos que puede proporcionar el almacenamiento, y normas de operación y mercado sobre cómo puede proporcionarlos, contribuye en gran medida a definir los incentivos a la inversión.

1.6.2 Normativa de no discriminación

En febrero de 2018, el Comité Federal de Regulación de Energía (FERC por sus siglas en inglés) en los Estados Unidos emitió la Orden 841 para todos los Operadores Independientes del Sistema (ISO) y las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) que los obliga a crear normas de mercado no discriminatorias para la participación en el almacenamiento de energía en mercados eléctricos. La orden busca "(...) eliminar las barreras para la participación de los recursos de almacenamiento de electricidad en los mercados de balance de potencia y de servicios conexos (...) ¹⁵" operados por ISO y TRO. Específicamente, dirige a los ISO y a las RTO para crear normas que no identifiquen las características físicas y operativas de los recursos de almacenamiento, pero que aseguren que dichos recursos sean elegibles para proporcionar todos los servicios (capacidad, energía, servicios conexos) en el mercado eléctrico.

¹⁵ <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>



La Orden 841 del FERC fomenta la creación de modelos de participación en todos los mercados eléctricos de Estados Unidos. Uno de los factores que pueden obstaculizar la participación del almacenamiento de electricidad en los mercados eléctricos es la discriminación *de facto*, que consiste en no reconocer las características del almacenamiento de electricidad. Por ejemplo, una obligación de entrega abierta en el mercado del balance de potencia en el Reino Unido no definirá un límite de tiempo para el servicio prestado, restringiendo efectivamente la participación del almacenamiento en dicho mercado¹⁶. En resumen, la normativa que reconoce las características físicas y operativas del almacenamiento fomenta el despliegue del almacenamiento.

1.6.3 Seguridad de ingresos

El almacenamiento de electricidad se caracteriza por costos fijos elevados. En consecuencia, un marco normativo que busca fomentar el almacenamiento de electricidad necesita crear condiciones en donde los servicios prestados en virtud del contrato de almacenamiento puedan contratarse durante periodos prolongados para garantizar la estabilidad/seguridad de los ingresos.

La seguridad del ingreso no necesariamente tiene que provenir de un servicio que pueda proporcionar el almacenamiento. Un marco normativo que permite a los propietarios del almacenamiento capitalizar todos los servicios que el almacenamiento puede proporcionar es uno de los criterios de éxito detrás del despliegue del almacenamiento.

¹⁶ <https://www.birmingham.ac.uk/Documents/college-eps/energy/Publications/RESTLESS-brief-Regulatory-barriers-to-energy-storage-deployment-July-2016.pdf>



References

Ove Arup & Partners P.C., Energy Storage Case Studies Working Paper, 2017

California Senate, Senate Bill No.1078, Chapter 516, September 2002, retrieved from California Legislative Information website: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billSearchClient.xhtml>

California Public Utilities Commission (CPUC) 2019a, California Renewables Portfolio Standard, retrieved from: <https://www.cpuc.ca.gov/rps/>

California Senate, Senate Bill No.2, Chapter 1, April 2011, retrieved from California Legislative Information website: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billSearchClient.xhtml>

California Senate, Senate Bill No.350, Chapter 547 October 2015, retrieved from California Legislative Information website: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billSearchClient.xhtml>

California Legislative Counsel's Digest, Senate Bill No.100, Chapter 312 September 2018, retrieved from California Legislative Information website: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billSearchClient.xhtml>

California Energy Commission 2019, California Energy Storage Showcase “Advancing Energy Storage Technology in California” retrieved from: <https://www.energy.ca.gov/research/energystorage/tour/>

California Assembly, Assembly Bill No.2514, Chapter 469 September 2010, retrieved from California Legislative Information website: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billSearchClient.xhtml>

California Assembly, Assembly Bill No.2868, Chapter 681 September 2016, retrieved from California Legislative Information website: <https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billSearchClient.xhtml>

California Energy Commission 2016, California Major Electric Transmission Lines Maps, retrieved from: https://www.energy.ca.gov/maps/infrastructure/transmission_lines.html

California Independent System Operator (CAISO) 2014a, Advancing and Maximizing the Value of Energy Storage Technology : A California Roadmap, retrieved from: https://www.caiso.com/Documents/Advancing-MaximizingValueofEnergyStorageTechnology_CaliforniaRoadmap.pdf

California Independent System Operator (CAISO) 2019b, Energy Storage and Distributed Energy Resources, retrieved from: http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/EnergyStorage_DistributedEnergyResources.aspx

California Independent System Operator 2018, Tariff amendment to Implement Energy Storage and Distributed Energy Resource Enhancements, retrieved from:



http://www.caiso.com/Documents/Aug17_2018_TariffAmendment-EnergyStorage_DistributedEnergyResourcesPhase2Enhancements_ER18-2242.pdf

California Independent System Operator 2019b, Energy Storage and Distributed Energy Resources Phase 4: Straw Proposal, retrieved from:

http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/EnergyStorage_DistributedEnergyResources.aspx

California Public Utilities Commission (CPUC), 2011, Electric Program Investment Charge (EPIC), retrieved from: <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/electric-program-investment-charge-epic-program>

California Public Utilities Commission (CPUC) 2019b, Self-Generation Incentive Program. Retrieved from: <https://www.cpuc.ca.gov/sqip/>

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) 2013, Order No. 792 retrieved from: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2013/112113/E-1.pdf>

Department of Energy (DOE) (The tax credits were expanded by the American Recovery and Reinvestment Act of 2009). Business Energy Investment Tax Credit (ITC). Retrieved from: <https://www.energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>

Advanced Research Project Agency (ARPA) created in 2007. *ARPA-E HISTORY*. Retrieved from: <https://arpa-e.energy.gov/?q=arpa-e-site-page/arpa-e-history>

California Public Utilities Commission (CPUC) 2014, Cost Allocation Mechanism, retrieved from: https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organizational/Divisions/Policy_and_Planning/PPD_Work/PPDCAMwhitepaper20140924forpub.pdf pg7

Secretaría de Energía (SENER) 2014, La Ley de la Industria Eléctrica, retrieved from: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014

California Independent System Operator (CAISO) 2019c retrieved from: <http://www.caiso.com/participate/Pages/MarketProducts/Default.aspx>

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), Argonne National Laboratory 2016, Survey of US Ancillary Services Markets, , retrieved from: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf>

California Independent System Operator 2013, Ancillary Services, retrieved from: http://www.caiso.com/Documents/Section8_AncillaryServices_Jul1_2013.pdf

ENERKNOL (2019). California Approves Battery Installation to Provide Black Start Service at Gas-Powered Plant, retrieved from: <https://enerknol.com/california-approves-battery-installation-to-provide-black-start-service-at-gas-powered-plant/>

California Independent System Operator (2019d). PDR-DERP-NGR Summary Comparison Matrix., retrieved from: <http://www.caiso.com/Documents/ParticipationComparison-ProxyDemand-DistributedEnergy-Storage.pdf>



Secretaría de Energía (SENER) 2015, Bases del Mercado Electrico, retrieved from:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015 Base 11

California Public Utility Commission (CPUC) 2019c, retrieved from: <https://www.cpuc.ca.gov/ra/>

California Public Utility Commission (CPUC), 2019d Final RA Guide, pg. 12, 16,, retrieved from: <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6311>,

California Independent System Operator 2019e, EFC Clarification Draft Tariff, retrieved from:
<http://www.caiso.com/Documents/DraftTariffLanguage-EffectiveFlexibleCapacityRatingsProcessClarification-May14-2019.pdf#search=base%20ramping>

Parliament of the United Kingdom (UK Parliament), Electricity Act 1989, 1989, retrieved from:
<https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>

Department for Business, Innovation & Skills (DBIS), Great Eight Technologies, 2013, UK Government, retrieved from: <https://www.gov.uk/government/publications/eight-great-technologies-infographics>

Arpa-E (N.D.) Arpa-E History. Retrieved From: <https://arpa-e.energy.gov/?q=arpa-e-site-page/arpa-e-history>

California Energy Commission (2015). Program Opportunity Notice (PON-13-302). Developing Advanced Energy Storage Technology Solutions to Lower Costs and Achieve Policy Goals. Retrieved from: <https://www.energy.ca.gov/contracts/epic.html#PON-13-302>

California Energy Commission (2019). Advancing Energy Storage Technology in California. Retrieved from <https://www.energy.ca.gov/research/energystorage/tour/>

California Independent System Operator (2013). Non-Generator Resource (NGR) and Regulation Energy Management (REM) Overview.

California Independent System Operator (2014). Advancing and Maximizing the Value of Energy Storage Technology. Retrieved from: https://www.caiso.com/Documents/Advancing-MaximizingValueofEnergyStorageTechnology_CaliforniaRoadmap.pdf

California Independent System Operator (2019). Energy storage and distributed energy resources. Retrieved from: http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/EnergyStorage_DistributedEnergyResources.aspx

California Independent System Operator (2019a). PDR-DERP-NGR Summary Comparison Matrix. <http://www.caiso.com/Documents/ParticipationComparison-ProxyDemand-DistributedEnergy-Storage.pdf>

California Legislative Information (2010). Assembly Bill No. 2514. Retrieved from https://leginfo.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=2009201000AB2514

California Legislative Information (2016). Assembly Bill No. 2868. Retrieved from https://leginfo.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=2015201600AB2868



California Public Utilities Commission (2018). California Renewables Portfolio Standard (RPS). Retrieved from <http://cpuc.ca.gov/rps/>

California Public Utilities Commission (2019). Self-Generation Incentive Program. Retrieved from: <https://www.cpuc.ca.gov/sgip/>

Department of Energy (n.d.). Business Energy Investment Tax Credit (ITC). Retrieved from: <https://www.energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>

ENERKNOL (2019). California Approves Battery Installation to Provide Black Start Service at Gas-Powered Plant. <https://enerknol.com/california-approves-battery-installation-to-provide-black-start-service-at-gas-powered-plant/>

Federal Energy Regulatory Commission (2013). Small Generator Interconnection Agreements and Procedures. Retrieved from: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2013/112113/E-1.pdf>

IRENA. (2015). Renewables and Electricity Storage. A technology roadmap for REmap 2030, International Renewable Energy Agency [Online].

IRENA. (2016). The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. Bonn: International Renewable Energy Agency [Online].

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

TESLA. (2019). <https://www.tesla.com>. Retrieved from <https://www.tesla.com/gigafactory>

TESLA. (2019). <https://www.tesla.com>. Retrieved Junio 14, 2019, from <https://www.tesla.com/gigafactory>

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

Active Power. (2018). Panel 5: Almacenamiento Mecánico - Volantes de inercia. Retrieved from https://www2.ineel.mx/taller_almacenamientoenergia/documentos/pdf/mesa5_presentacion1.pdf

CFE (2019). Comisión federal de electricidad. portal.<http://portal.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos/Pages/historia.aspx>

Gauss Energía. (2018). Aura Solar. Retrieved April 30, 2019, from Gauss Energía website: <http://www.gaussenergia.com/exclusive-listings>

Gauss Energy, GIZ. (2019). Electrical energy storage in México. https://www.bivica.org/files/5368_almacenamiento-energia_Mexico.pdf



Comisión Federal de Electricidad. (2018). Quiénes somos Indicadores Operativos. Retrieved April 30, 2019, from <https://www.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos/Pages/IndicadoresOperativos.aspx>

Corbus, D., Newcomb, C., & Zke, Y. (2004). San Juanico Hybrid Power System Technical and Institutional Assessment. World Renewable Energy Congress, VIII, 8.

Comisión Federal de Electricidad. (2014). Investment and Works Program of the Electricity Sector 2014-2028 (POISE, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2014-2028).

IRENA 2015. International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable Energy Prospects: Mexico," IRENA, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2015.

Quanta Technology (2017). Feasibility study for large scale storage in Colombia, Brazil & Mexico, Quanta Technology / ISA sponsored by USTDA.

SENER. (2017, April 21). Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018. Retrieved April 30, 2019, from gob.mx website: <http://www.gob.mx/sener/documentos/programa-especial-de-la-transicion-energetica-2017-2018>

SENER. (2018). Development Program for the National Electricity System 2018-2032 (PRODESEN, Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2018-2032). Retrieved from <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>

Ley de la Industria Eléctrica. Diario Oficial de la Federación § (2014).

Ley de Petróleos Mexicanos. Diario Oficial de la Federación § Segunda - Vespertina (2014).

Teslas only. (2018, December 21). Mexico Gets Its First Grid-Scale Battery—at a Car Factory. Retrieved April 30, 2019, from Teslas Only website: <https://teslasonly.com/mexico-gets-its-first-grid-scale-battery-at-a-car-factory/>

Reforma Energética - Resumen Ejecutivo. (2014). Retrieved from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/164370/Resumen_de_la_explicacion_de_la_Reforma_Energetica11_1_.pdf

Bases del Mercado (2015). Diario Oficial de la Federación § (2015).

Victor, et al., (2019). Pumped Energy Storage: Vital to California's Renewable Energy Future. A White Paper by David G. Victor, PhD, et al., Release: May 21, 2019. Retrieved from: <https://www.sdcwa.org/sites/default/files/White%20Paper%20-%20Pumped%20Energy%20Storage%20V.16.pdf>