



**CUADERNOS DE
POLÍTICA ENERGÉTICA**

**ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA EN MÉXICO:**
**Análisis y Propuestas de
Política**

ENERO 2025



INICIATIVA CLIMÁTICA DE MÉXICO

Publicación de:

Iniciativa Climática de México (ICM)

Líder del Proyecto:

Dr. Andrés Flores Montalvo

Director de Política Energética

andres.flores@iniciativaclimatica.org

Autores:

Nacxitl Calva González

Marcos Valenzuela Ortiz

Elizabeth Luna Ramírez

Revisores y editores:

Andrés Flores Montalvo

Juan Herrera Romero

Formación y diseño:

Iniciativa Climática de México

Este documento se terminó de preparar en octubre de 2024, con la información disponible hasta ese momento.

FORMA DE CITAR

ICM, (2025). *Cuadernos de Política Energética*.
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN MÉXICO:
Análisis y Propuestas de Política.

Tabla de contenido

Abreviaturas	iii
Resumen ejecutivo.....	4
Introducción.....	10
1. Tecnologías y aplicaciones para el almacenamiento de energía.....	13
1.1. Descripción de las tecnologías	13
1.2. Parámetros tecnológicos considerados.....	15
2. Aplicaciones identificadas en el SEN.....	16
2.1. Servicios clave de almacenamiento en el SEN	17
3. Metodología de evaluación de las tecnologías de almacenamiento de energía para el SEN.....	19
3.1. Identificación y clasificación de parámetros técnicos y no técnicos.....	19
3.2. Asignación de puntuaciones	20
3.3. Ponderación de parámetros por aplicación	21
3.4. Cálculo de la idoneidad global	21
4. Consideraciones estratégicas para el despliegue del almacenamiento de energía	23
5. Despliegue de SAE para generadores renovables a gran escala	26
5.1. Opción de despliegue como SAE asociado en 5% de la capacidad renovable	26
5.2. Opción de despliegue como SAE no asociado.....	28
5.3. Experiencia en Baja California Sur.....	30
5.4. Validación económica para el modelo de negocio SAE para generadores.....	30
5.5. Viabilidad de SAE como capacidad adicional para generadores	32
6. Despliegue de SAE para generación distribuida	34
6.1. Viabilidad de SAE para generación distribuida	36
6.2. Brechas identificadas para el despliegue de SAE para generación distribuida	37
7. Despliegue de sae para demanda controlable en grandes consumidores de energía.....	39
7.1. Viabilidad de SAE para grandes consumidores	40
7.2. Brechas identificadas para el despliegue de SAE para grandes consumidores.....	42
8. Evaluación para el despliegue de las propuestas.....	43
8.1. Integración del potencial de almacenamiento en el SIN	43
8.2. Identificación y clasificación de parámetros técnicos y no técnicos.....	43
8.3. Asignación de puntuaciones	45
8.4. Ponderación de parámetros por aplicación	45
8.5. Cálculo de la idoneidad global	46
8.6. Emisiones de CO ₂ evitadas anualmente en el SIN.....	48
9. Propuesta de proyecto piloto para el fortalecimiento de la red en la gerencia norte del SIN.....	50
9.1. Evaluación de tecnología para aplicación en la GCR Norte	52
9.2. Costo estimado para la implementación	53
9.3. Emisiones de CO ₂ potencialmente evitadas en la GCR Norte	54
10. Hoja de ruta para el despliegue estratégico del almacenamiento de energía en México	55
Conclusiones y recomendaciones	62
Referencias	64

Abreviaturas

CANAME	Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas
CAPEX	Costo de Capital
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENIDET	Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
FV	Fotovoltaicos
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
IER	Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
MBP	Mercado de Balance de Potencia
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MRO	Margen de Reserva Operativo – MRO
OPEX	Costo de Operación
PML	Precio Marginal Local
PPA	Acuerdo de Compra de Energía a Largo Plazo
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RGD	Red General de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SECIHTI	Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TGR	Tecnologías de Generación de Referencia

Resumen ejecutivo

El desarrollo de la capacidad de almacenamiento de energía en México es esencial para enfrentar los desafíos actuales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y lograr los objetivos de la nueva administración federal: avanzar hacia un país más equitativo, descarbonizado y sustentable, donde el aumento de energías limpias y la electrificación de sectores clave, como la movilidad, sean fundamentales para el desarrollo social y económico del país.

Este documento propone una estrategia integral para desplegar soluciones de almacenamiento de energía en México, identificando los elementos técnicos, económicos y de política pública que permitirán fortalecer el SEN y asegurar una transición energética justa. A continuación, se destacan los principales desafíos y las soluciones estratégicas propuestas.

Insuficiencia de capacidad de transmisión y generación barata.

Durante 2024, todas las variables operativas y los precios reportados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) alcanzaron niveles históricamente altos. Los Precios Marginales Locales (PML) mostraron un aumento considerable debido a los costos asociados a la operación de la red de transmisión (congestión y pérdidas). Al inicio del verano de 2024, el componente de energía del PML alcanzó 20,000 pesos por MWh, a pesar de los bajos precios del gas natural (alrededor de 2.5 USD/MMBTU), lo que indica una escasez de generación, sumada al despacho de plantas caras e ineficientes a base de diésel y combustóleo.

Déficit de 2 GW de reservas operativas.

A pesar de los altos precios de los servicios conexos, que incluyen reservas rodantes y secundarias, el Margen de Reserva Operativo (MRO) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cayó por debajo de 3% en junio 2024, activando el estado operativo de emergencia en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Con los registros del SIN se estimó una falta de capacidad de reserva de 1.6 Gigawatts (GW) para alcanzar el nivel de operación normal. Esto implica una necesidad adicional de 2 GW de capacidad, considerando la carga desconectada por CENACE para mantener la seguridad en el sistema.

Capacidad limitada en horas críticas.

En 2023, el Mercado de Balance de Potencia (MBP) registró los valores más altos en el SIN, en Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS). Esto evidenció la necesidad urgente de contar con mayor capacidad de generación disponible durante las horas críticas, lo que ha generado impactos económicos debido al incremento de costos para los participantes del mercado, incluidos CFE suministro básico, suministradores calificados, generadores y usuarios industriales.

Concentración de problemas durante la demanda vespertina y nocturna.

Los periodos de mayor estrés en el sistema ocurren durante los picos de demanda vespertinos, entre las 14:00 y 16:00 horas, y durante el pico nocturno, entre las 18:00 y 22:00 horas, cuando la demanda máxima coincide con la disminución de la generación solar. Esto provoca retos operativos, ya que es necesario respaldar la salida de las centrales solares con generación convencional, lo que afecta los márgenes operativos de transmisión.

Complejidad operativa en zonas con alta penetración renovable.

La gestión del sistema se complica en zonas con alta penetración de energía solar, particularmente en aquellas con insuficiente capacidad regional para abastecer la demanda vespertina. Esto es especialmente evidente en los enlaces norte-occidente y norte-noreste, donde los flujos de energía se invierten durante las horas de mayor demanda, provocando congestión.

Desfase entre impactos en el SEN y despliegue de infraestructura.

Existe una brecha temporal de al menos 4 años entre la situación actual con insuficiente capacidad de transmisión y generación, y las soluciones previstas en la planeación del SEN. La ejecución de proyectos de expansión de la transmisión, instruidos por la Secretaría de Energía (SENER), ha mostrado retrasos de hasta 5 años, lo que ha llevado a posponer la entrada de nueva capacidad de generación.

Poca claridad sobre el despliegue de sistemas de almacenamiento de energía (SAES) en la planeación.

Aunque el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024 indicaba el despliegue de 7.08 GW de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) entre 2024 y 2028, y de 8.41 GW entre 2028 y 2038, no se especificaron proyectos concretos ni se indicó bajo qué esquema de operación o mecanismo se ejecutarían. Actualmente, no hay ningún sistema de almacenamiento operando en el SIN. Se presume que los SAE mencionados en el PRODESEN están asociados a centrales renovables, pero no se consideran los posibles SAE no asociados, como parte de la red de transmisión, activos asociados a autos eléctricos, o soluciones para la demanda controlable en el sector industrial. Tampoco como complemento a los 6.8 GW de generación distribuida solar esperados en los próximos 15 años.

Falta de contraprestaciones claras.

No existe claridad respecto a los esquemas de contraprestaciones por los servicios que el almacenamiento puede ofrecer en diferentes escalas. Además, antes del cambio de administración no se había identificado la posibilidad de incluir soluciones y modelos de negocio dentro de la Red Nacional de Transmisión (RNT), lo que podría ser una opción para gestionar los impactos de la Generación Distribuida (GD), mejorar la calidad de la energía y gestionar los costos de potencia o arbitraje.

El enfoque estratégico que se propone en este documento plantea soluciones a corto plazo, donde el almacenamiento de energía ofrece respuestas sólidas para garantizar un sistema energético seguro, estable y sustentable. Las propuestas se enfocan a resolver problemas críticos de generación, transmisión y gestión de la demanda, aprovechando las fortalezas del almacenamiento de energía.

Entre los problemas más críticos que se han observado se encuentra el bajo MRO y las limitantes para la transmisión durante los periodos de mayor demanda. Para resolver esto, se proponen opciones para añadir 2 GW de capacidad adicional durante 4 horas (equivalente a 8 GWh), lo que permitirá cerrar la brecha identificada en el SEN. Este despliegue está organizado en cuatro propuestas, desarrolladas bajo el marco normativo actual, e incluye soluciones de SAE para centrales renovables, generación distribuida, consumo industrial y un proyecto piloto en la región Norte.

Para evaluar las tecnologías disponibles, se desarrolló una metodología comparativa que analiza las capacidades técnicas y no técnicas de las tecnologías de almacenamiento disponibles, ajustada al contexto del sector eléctrico en México. Esta evaluación toma en cuenta la experiencia nacional, la disponibilidad de recursos y las limitaciones regulatorias del mercado eléctrico, asegurando la viabilidad y el cumplimiento normativo de las propuestas.

PROPUESTA 1.

DESPLIEGUE DE SAE PARA GENERADORES RENOVABLES DE GRAN ESCALA

Objetivo: Desplegar sistemas de almacenamiento de energía asociados a generadores renovables de gran escala para fortalecer la capacidad en periodos críticos, mejorar la capacidad de respuesta, descongestionar la red y aumentar su resiliencia.

Opciones de despliegue:

- **SAE asociados:** La regulación actual vigente hasta el momento permite incrementar hasta un 5% de la capacidad instalada en centrales mediante estudios de versión rápida. Si se permite este aumento a través de SAE, se agilizarían los trámites ante el CENACE, ya que normalmente éstos no requieren refuerzos adicionales a la red. Esto implicaría la instalación de 264 sistemas de almacenamiento con capacidades de entre 0.2 y 16 MW en plantas solares y eólicas, añadiendo entre 800 MW y 1 GW por 4 horas de capacidad adicional. Estos sistemas se distribuirían en las gerencias del Occidente y Norte del país, donde la capacidad renovable instalada coincide con los problemas de congestión.
- **SAE no asociados:** Consiste en la instalación de proyectos de almacenamiento independientes, optimizando la capacidad de 10 proyectos de 100 MW por 4 horas o 20 proyectos de 100 MW por 2 horas. Este modelo aprovecharía las economías de escala para reducir los costos de inversión y permitiría un posicionamiento geográfico más estratégico para descongestionar la red.

Modelo de negocio: El despliegue de SAE ofrece oportunidades atractivas en el arbitraje energético, la venta de servicios conexos y la entrega de potencia. El costo nivelado anual para SAE con baterías de litio es de aproximadamente 214,000 USD por MW, lo que resulta competitivo frente a los costos de Potencia y PML en el MEM. Estos proyectos pueden ser financiados y desarrollados por los generadores, utilizando un modelo de ingresos basado en contratos bilaterales de energía y potencia (Acuerdo de Compra de Energía a Largo Plazo, PPA) de las centrales de generación renovable. Para proyectos de gran escala, los SAE pueden integrarse como parte de la infraestructura de la RNT y financiarse dentro de la tarifa regulada aprobada por la CRE. Esto permite que se desarrollen como proyectos de transmisión bajo un esquema de expansión no planificada.

Propuestas:

- Revisar el límite del 5% de capacidad para integrar SAE sin refuerzos, principalmente en instalaciones solares, lo que optimizaría el uso de la infraestructura subutilizada durante las horas sin generación solar.
-

- Permitir para el dimensionamiento de SAE asociados la agrupación de capacidades de generación de centrales que comparten infraestructura de transmisión a nivel de zona de carga.
- Remover la restricción en la regulación que limita el uso de SAE asociados únicamente a centrales renovables intermitentes, lo que incrementaría en más de 10 veces el potencial de almacenamiento bajo este esquema.
- Incluir tecnologías de almacenamiento de energía en los proyectos de expansión de la red de transmisión, específicamente para los servicios de la RNT, lo que abriría nuevas opciones de financiamiento a través de tarifas reguladas y permitiría una solución más rápida y económica para aliviar la sobrecarga en transformadores y líneas.

Estimación de inversión: Se estima un Costo de Capital (CAPEX) en el rango de entre 1,938 y 2,401 millones de USD para el despliegue de 1 GW de almacenamiento para gran escala.

PROPUESTA 2.

DESPLIEGUE DE SAES EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Objetivo: Integrar 10,000 unidades de SAE en proyectos ya instalados de generación distribuida solar, con el fin de mejorar la calidad de la energía y optimizar la gestión de costos de capacidad.

El objetivo es convertir la capacidad instalada en un activo que fortalezca la gestión de la Red General de Distribución (RGD), aportando servicios de calidad de energía y apoyando la gestión de costos de capacidad para los suminsitradores básicos y calificados. Se estima que estos sistemas pueden gestionar hasta 2,834 MWh diarios en almacenamiento.

Despliegue:

- Se propone desplegar SAE en el 25% de los sistemas de generación distribuida ya instalados, priorizando los sectores residencial y comercial.
- Los proyectos se clasificarán según su capacidad para asegurar una implementación eficiente y escalonada.
- Para estimar el número de proyectos, se clasifica la capacidad instalada en dos grandes grupos de usuarios: residencial, 5,448 SAE para un total de 27 MW, en sistemas con capacidades fotovoltaicas (FV) menores a 25 kW, y comercial, 4,552 SAE para un total de 653 MW, en sistemas con capacidades fotovoltaicos (FV) entre 10 kW y hasta un máximo de 499 kW. El CAPEX estimado es de 1,284 USD/kW.

Modelo de negocio:

- (i) Impulsado por el Sistema: El activo pertenece a CFE Distribución, quien incluiría el costo de los proyectos en la tarifa regulada de distribución. El despliegue de los SAE, con un tamaño estándar de 5 kW-20 kWh para nivel residencial, reforzaría la red de distribución y aumentaría el valor de los activos de CFE Distribución.
- (ii) Impulsado por el Usuario: El activo es de propiedad particular. El despliegue se realizaría en coordinación con CFE Suministro Básico, con apoyo técnico y financiamiento de una agencia implementadora (por ejemplo el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, FIDE),

cobrando a través de la tarifa para garantizar los beneficios en costos de capacidad, gestión de demanda punta y consumo en horas pico. Este esquema también añadiría resiliencia y autonomía de la red para servicios críticos, y los beneficios podrían extenderse a vehículos eléctricos mediante un sistema de gestión de activos de almacenamiento.

Ambos proyectos asumen operación de los SAE en coordinación con CENACE.

Acciones para la implementación:

- Instalar software de coordinación entre CFE y CENACE para optimizar la gestión de los SAE.
- Actualizar modelos financieros con datos de costos de instalación para México y CFE.
- Definir la estructura del programa SAE para mejorar la coordinación entre los actores involucrados, identificando las áreas de mayor necesidad en la red y evitando conflictos en la implementación.
- Utilizar este despliegue como una oportunidad para desarrollar un marco normativo robusto que establezca especificaciones técnicas y estándares claros, garantizando la calidad y seguridad de los equipos comercializados.
- Crear catálogos de proveedores certificados que ofrezcan equipos de alta calidad y confiabilidad.
- Homologar la regulación técnica para la importación de equipos, asegurando su calidad y eficiencia.
- Integrar compensaciones por los servicios que los SAE asociados a GD ofrecen a la red de distribución, incluyendo la reducción de pérdidas en la RGD y la gestión del perfil de generación.
- Incluir la instalación de SAE en programas de expansión de generación distribuida liderados por CFE, para extender su alcance como parte del reforzamiento de la red, mejorar el perfil financiero de ambas tecnologías e incorporar activos a los libros contables de CFE.

Estimación de inversión: Se estima un CAPEX de 1,452 millones de USD para el despliegue de estos sistemas.

PROPUESTA 3.

DESPLIEGUE DE SAES PARA DEMANDA CONTROLABLE EN GRANDES CONSUMIDORES

Objetivo: Desplegar SAE en centros de carga industriales bajo la modalidad "detrás del medidor", lo que permitirá gestionar la demanda energética y reducir los costos de potencia y energía en las cargas industriales.

Para este segmento, se estima que un SAE de 4 MW y 4 horas, instalado en zonas de carga con diferencias de PML, permita que el arbitraje energético y la gestión de la potencia generen ahorros anuales de 11 millones de pesos por MW, con un costo nivelado de almacenamiento de aproximadamente 4.7 millones de pesos por MW al año. Esta solución es rentable y eficiente para usuarios industriales y suministradores que buscan optimizar sus costos energéticos en un contexto de creciente demanda y escasez en la oferta de potencia.

Despliegue:

- Identificación de condiciones y usuarios con mayor consumo energético para el despliegue de SAE por parte de SENER.

- Brindar asesoría técnica a través para facilitar la adopción de SAE y maximizar los beneficios del arbitraje energético y la gestión de la demanda.
- Gestionar financiamiento mediante esquemas de desarrollo o condiciones preferenciales para incentivar la adopción de sistemas de almacenamiento.

Capacidad: 74 proyectos con una capacidad total de 1,179 MWh.

Modelo de negocio: Promoción por parte de CFE Suministro Básico y suministradores de servicios calificados con financiamiento a través de tarifa, posible soporte de agencia implementadora.

Acciones para la implementación:

- Incluir la opción de financiar los sistemas a través de tarifas eléctricas, soportado por una agencia implementadora.
- Garantizar la infraestructura de datos necesaria para habilitar la operación de arbitraje.

Estimación de inversión: CAPEX en el rango de 805 millones de USD.

PROPUESTA 4.

PROYECTO PILOTO DE FORTALECIMIENTO DE LA RNT NORTE

Objetivo: Implementar SAE en la Gerencia de Control Regional (GCR) Norte para gestionar la alternancia entre exportación de energía solar durante el día e importación durante la demanda nocturna, mitigando los efectos de la "curva de pato".

Capacidad: 100 MW de capacidad de SAE.

Modelo de negocio: Basado en arbitraje y servicios a la red, este proyecto se desarrollaría bajo un esquema de "call for proposals" internacional gestionado por CFE con enfoque en la transferencia de conocimiento (know-how) a través de alianzas estratégicas.

Acciones para la implementación: Desarrollar normas técnicas específicas para asegurar la calidad de los equipos y su compatibilidad con la red de transmisión.

Estimación de inversión: Se proyecta un costo de implementación acorde a las necesidades de la región, con el objetivo de optimizar los flujos de potencia y mejorar la gestión de rampas en la red. El costo de las baterías se estima en 127 Millones de USD.

Introducción

El almacenamiento de energía se presenta como una tecnología estratégica para enfrentar los retos actuales del SEN. Su desarrollo en México aún es incipiente, debido a la falta de infraestructura adecuada y de los marcos regulatorios necesarios para su despliegue masivo. Este documento presenta una serie de propuestas orientadas a resolver los problemas del SEN mediante el despliegue de SAE.

En el Capítulo 1 de este documento se presenta un análisis de las tecnologías y en el Capítulo 2 las aplicaciones de almacenamiento de energía. En ellos se presenta una visión general sobre las principales tecnologías de almacenamiento de energía disponibles en el mercado y sus aplicaciones en el sistema eléctrico. Se describen tecnologías como el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, baterías de litio, supercapacitores, baterías de flujo redox, entre otras. Cada tecnología se clasifica según su funcionamiento, eficiencia, capacidad y costos, y se analiza su idoneidad para diversas aplicaciones en la red eléctrica, desde la estabilización de la red hasta la integración de energías renovables. Asimismo, se destacan los servicios clave que estas tecnologías pueden ofrecer al SEN, como el desplazamiento de carga, la regulación de frecuencia, la mejora de la calidad de energía y el aplazamiento de inversiones en infraestructura. La sección culmina con una evaluación comparativa de estas tecnologías, considerando tanto parámetros técnicos como no técnicos, para identificar las soluciones más adecuadas para los desafíos operativos del sistema eléctrico mexicano.

Para evaluar las tecnologías de almacenamiento de energía para aplicaciones en el SEN se presenta, en el Capítulo 3, una metodología basada en el marco de evaluación de almacenamiento de energía de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), que permite identificar las tecnologías más adecuadas para facilitar la integración de energías renovables y apoyar la descarbonización del sistema eléctrico mexicano. El proceso incluye la identificación de servicios de almacenamiento aplicables, el mapeo de tecnologías con estos servicios y el análisis del valor estratégico que estas tecnologías proveen al SEN. También se consideran políticas y regulaciones vigentes, así como parámetros técnicos (eficiencia, costo, capacidad) y no técnicos (disponibilidad de recursos, marco regulatorio) para cada tecnología.

En el Capítulo 4 se analizan las condiciones para el despliegue del almacenamiento de energía en México, centrándose en la gestión y planificación de la capacidad de generación eléctrica para mejorar la estabilidad del SEN. Se aborda el problema del bajo MRO y se sugiere el almacenamiento de energía como una solución viable y "rápida" para aumentar la capacidad de reserva, integrar más energías renovables, y evitar inversiones inmediatas en infraestructura de transmisión. Se propone una estrategia basada en el despliegue de 2 GW de capacidad adicional distribuida geográficamente, para cerrar las brechas actuales de capacidad en el corto plazo.

En el Capítulo 5 se presenta una propuesta para el Despliegue de SAE para Generadores Renovables de Gran Escala, como una solución para gestionar el despacho de energía, mejorar la capacidad de respuesta en periodos críticos, y descongestionar la red. Se presentan dos modelos: sistemas asociados a las plantas renovables existentes y sistemas no asociados, que operan de manera

independiente. Se incluye un análisis de las ventajas económicas de cada modelo y se sugieren acciones regulatorias para facilitar su despliegue. Además, se evalúan los costos y capacidades para el desarrollo de hasta 1 GW por hora de almacenamiento, promoviendo la resiliencia del sistema eléctrico.

La siguiente propuesta, para el Despliegue de SAE en Generación Distribuida, se plantea en el Capítulo 6, y es aplicable particularmente en el ámbito de la energía solar. La propuesta contempla el despliegue de 10,000 sistemas de almacenamiento para mejorar la calidad de la energía, gestionar la capacidad de la red, y optimizar costos tanto para usuarios como para suministradores. Se ofrecen modelos de negocio tanto para los usuarios finales como para CFE Distribución, con el objetivo de desarrollar un esquema que maximice los beneficios económicos y operativos de la generación distribuida.

En el Capítulo 7 se detalla una propuesta adicional, para el Despliegue de SAES para Demanda Controlable en Grandes Consumidores de Energía. Allí se aborda la implementación de SAE detrás del medidor para grandes consumidores industriales de energía, con el fin de gestionar la demanda y reducir costos de potencia y energía. Se propone un modelo de negocio basado en el arbitraje energético y la gestión de demanda, que permitirá ahorros significativos a los consumidores. El despliegue inicial contempla 74 proyectos con una capacidad total de 1,179 MWh, y se sugieren acciones regulatorias para incentivar la adopción de esta tecnología a nivel industrial, aprovechando las oportunidades de financiamiento y los beneficios del control de demanda.

A continuación, en el Capítulo 8, se hace una evaluación detallada de las tecnologías más adecuadas para cada una de las aplicaciones propuestas en los tres capítulos anteriores. Se realiza una comparación basada en parámetros técnicos y no técnicos, ponderados según su relevancia para cada aplicación, con el fin de identificar las tecnologías óptimas para el SEN. Las baterías de iones de litio y el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo destacan como las tecnologías más viables para diversas escalas, tanto en aplicaciones de gran escala como en generación distribuida y consumo industrial.

En el Capítulo 9 se propone un Proyecto Piloto para Fortalecimiento de la Red en la Gerencia Norte, en específico para implementar sistemas de almacenamiento de energía en la Gerencia de Control Regional Norte, que enfrenta retos derivados de la alta penetración de energía solar. Se propone la instalación de 100 MW de almacenamiento para gestionar la alternancia entre la exportación de energía solar durante el día y la demanda nocturna, mejorando la estabilidad de la red y mitigando los efectos de la "curva de pato". El proyecto busca optimizar la operación de la red en esta región clave, y se propone un esquema de monitoreo en tiempo real para maximizar los beneficios del almacenamiento.

Finalmente, en el Capítulo 10 se presenta una Hoja de Ruta para el despliegue estratégico del Almacenamiento de Energía en México. Ahí se establecen los pasos estratégicos para la implementación efectiva del almacenamiento de energía en México. Este plan incluye acciones prioritarias, como el fortalecimiento de los sistemas de comunicación y operación, el desarrollo de normativas y regulaciones, y la creación de incentivos económicos. El objetivo es consolidar una infraestructura de almacenamiento que permita la integración de más energías renovables, mejore la eficiencia del sistema eléctrico, y facilite una transición energética sostenible. La hoja de ruta

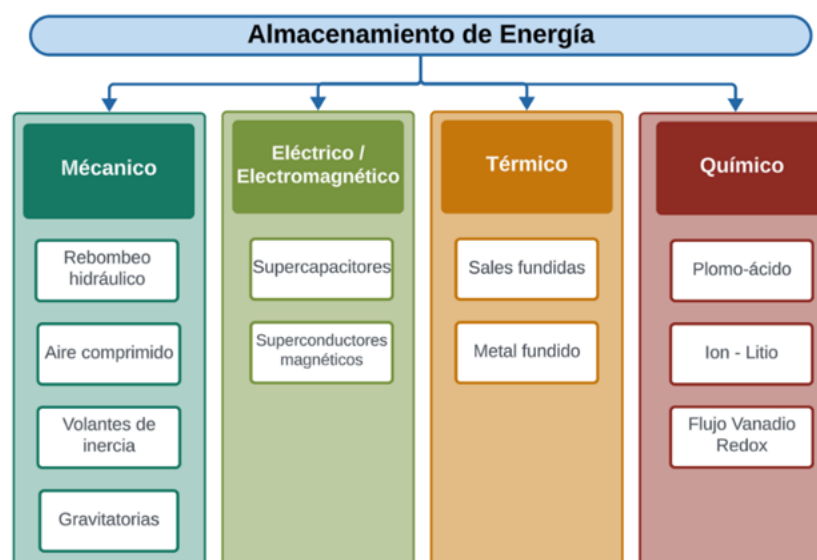
también destaca la importancia de la formación de recursos humanos y la creación de centros de conocimiento especializados para asegurar el éxito del despliegue a largo plazo.

Para cerrar esta publicación, se detallan las principales Conclusiones y Recomendaciones que resultaron de este trabajo.

1. Tecnologías y aplicaciones para el almacenamiento de energía

Existen diversas tecnologías de almacenamiento de energía con la capacidad de absorber, retener y luego reintegrar la energía eléctrica a la red. Estas tecnologías se pueden clasificar según su principio de funcionamiento, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen algunas de las tecnologías más relevantes, destacando su potencial funcionamiento y sus características principales.

1.1. Descripción de las tecnologías

Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo

Este sistema es el más utilizado a nivel mundial, representando el 95% de la energía almacenada, con una capacidad instalada de 169 GW y una contribución de 8.5 PWh de energía. Su madurez lo convierte en la tecnología de almacenamiento de energía más consolidada. Funciona mediante un sistema de bombeo que eleva agua a un depósito superior en momentos de bajo costo energético. Posteriormente, el agua almacenada se libera y fluye a través de turbinas para generar electricidad.

Almacenamiento de energía con aire comprimido

Este sistema utiliza un compresor que inyecta grandes volúmenes de aire a alta presión en un depósito. Cuando se requiere electricidad, el aire comprimido se libera y pasa por una turbina para generar energía. Dependiendo del manejo del calor generado, el proceso puede ser, adiabático

cuando el calor se almacena y se utiliza para mejorar la eficiencia del ciclo y evitar el congelamiento del expansor, o diabático cuando se utiliza una fuente térmica externa, como la combustión, para precalentar el aire antes de la expansión.

Volantes de inercia (Flywheels)

Estos sistemas almacenan energía como energía cinética, acelerando y desacelerando una masa rotativa. Durante la carga, el volante de inercia acelera utilizando energía eléctrica; durante la descarga, desacelera suministrando torque a un generador, que convierte la energía cinética en electricidad. Son ideales para aplicaciones que requieren ciclos de carga y descarga rápidos.

Supercapacitores

Un supercapacitor almacena energía utilizando una solución electrolítica entre dos electrodos metálicos. La "doble capa eléctrica" formada entre las cargas positivas y negativas en los electrodos y la solución actúa como depósito de energía. Estos sistemas se destacan por su rápida velocidad de carga y descarga, alta densidad de potencia y larga vida útil en ciclos.

Sales fundidas

Este sistema de almacenamiento térmico utiliza sales fundidas como electrodos o electrolitos. Representa el 75% del almacenamiento de energía térmica para aplicaciones eléctricas. Operan a temperaturas de 500 a 600°C, generando vapor sobrecalentado que impulsa una turbina para generar electricidad. Es una solución comercialmente establecida en grandes aplicaciones térmicas.

Baterías de ácido de plomo

Las baterías de ácido de plomo son celdas electroquímicas que usan plomo y dióxido de plomo como electrodos, separados por una solución de ácido sulfúrico. Durante la descarga, el dióxido de plomo reacciona con el ácido para formar sulfato de plomo. Al recargar, la reacción se invierte, regenerando los electrodos y el electrolito. Aunque es una tecnología antigua, sigue siendo ampliamente utilizada por su bajo costo.

Baterías de iones de litio

Estas baterías son altamente competitivas y se destacan por su versatilidad, siendo utilizadas tanto en dispositivos móviles como en sistemas estacionarios. Durante la descarga, los iones de litio se desplazan desde el ánodo hacia el cátodo a través de un electrolito, generando un flujo de corriente que alimenta los dispositivos eléctricos. Durante la carga, el proceso se invierte. Esta tecnología es apreciada por su madurez y aplicabilidad en una variedad de sectores.

Baterías de flujo redox de vanadio

En las baterías de flujo redox, los electrolitos se almacenan en tanques externos y se bombean a través de celdas electroquímicas para generar electricidad. Los electrolitos del ánodo y cátodo contienen iones metálicos, que se separan por una membrana que permite el paso de protones. Estas baterías son ideales para aplicaciones de gran escala, dado que los electrolitos pueden recircular, permitiendo una gestión eficiente de energía.

Baterías de sulfuro de sodio

Estas baterías de alta temperatura utilizan sodio líquido como ánodo y azufre líquido como cátodo, operando entre 300 y 350°C. Son eficaces para aplicaciones estacionarias de gran escala, como el

almacenamiento en redes eléctricas, debido a su capacidad de almacenar grandes cantidades de energía y liberarla rápidamente cuando se necesita.

1.2. Parámetros tecnológicos considerados

Para este estudio, se recopilaron 16 parámetros clave para cada una de las tecnologías de almacenamiento más representativas disponibles en el mercado. Estos parámetros incluyen, entre otros, la madurez tecnológica, eficiencia y vida útil, factores esenciales para asegurar la rentabilidad del sistema de almacenamiento al seleccionar una aplicación. La Tabla 1 presenta un resumen de parámetros, la cual también es la base para comparar las tecnologías disponibles según sus características técnicas.

Tabla 1. Ejemplo de matriz de parámetros técnicos.

Parámetros	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
Eficiencia (AC-to-AC) (%)	81	80	64	85	92	92	86	96	81	85	72	72
C-Rate mín.	C/10	C/20	C/10	1C	C/4	C/4	C/4	C/4	C/8	C/8	C/8	C/8
C-Rate máx.	2C	C/6	C/4	4C	2C	1C	2C	10C	C/6	C/6	C/4	C/4
C-Rate máx. (horas)	0.5	6	4	0.25	0.5	1	0.5	0.1	6	6	4	4
DOD (%)	50	90	40	85	90	90	90	95	100	100	100	100
Temperatura máxima de operación (°C)	50	NA	NA	NA	55	55	65	65	NA	NA	50	50
Capex (\$/kWh)	226	21	48	2656	339	284	466	880	436	323	696	268
Desarrollo y Construcción (años)	0.25	5	3	1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1	1
Desarrollo y Construcción (meses)	3	60	36	12	6	6	6	6	6	6	12	12
Costo de operación (\$/kWh)	3	2	1	80	8	8	8	6	8	8	15	11
Densidad de energía (Wh/L)	75	1	4	110	470	410	410	410	220	215	45	42.5
Densidad de potencia (W/L)	355	NA	NA	7500	5050	5050	5050	5050	140	210	13	2
Tiempo de vida (en ciclos)	500	20000	20000	100000	3500	1500	3500	10000	5000	3500	4000	10000
Madurez tecnológica	M	M	C	CT	C	C	C	CT	C	D	CT	CT
Capacidad mínima	1	100	50	1	1	1	1	1	10	0.5	0.5	1
Capacidad máxima	40	5000	300	20	100	50	100	10	50	5	20	100

M: Madura
C: Comercializado
CT: Comercialización temprana
D: Desarrollo

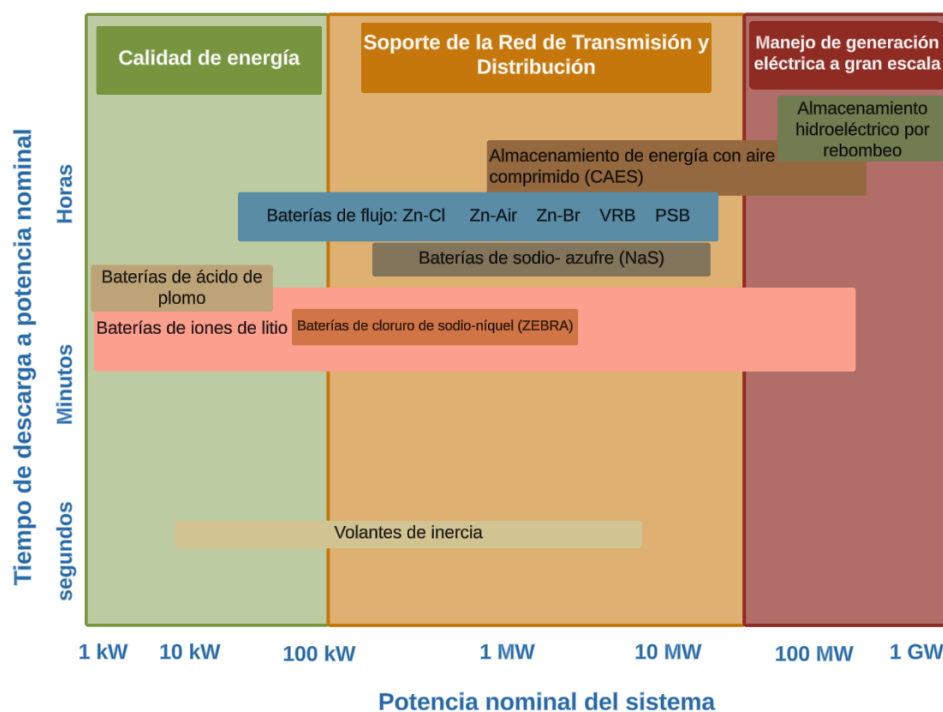
Fuente: IRENA, 2020.

2. Aplicaciones identificadas en el SEN

Los sistemas de almacenamiento de energía ofrecen múltiples servicios que son esenciales para mejorar la operación del SEN y facilitar la integración de energías renovables. Según la potencia nominal y el tiempo de descarga, las tecnologías de almacenamiento se pueden clasificar en diferentes categorías operativas (ver Figura 2):

- **Manejo de generación a gran escala:** Tecnologías con capacidades superiores a 50 MW y tiempos de descarga prolongados. Estas son ideales para gestionar grandes volúmenes de energía y mantener la estabilidad del sistema durante periodos críticos de alta demanda.
- **Desplazamiento de carga y soporte a la red de transmisión y distribución:** Tecnologías con capacidades entre 100 kW y 50 MW, que permiten equilibrar la oferta y demanda de energía durante periodos de alta demanda, reduciendo la congestión en la red de transmisión.
- **Mejora de la calidad de la energía:** Tecnologías con tiempos de descarga rápidos y capacidades menores (generalmente inferiores a 100 kW), que se utilizan principalmente para estabilizar el voltaje y la frecuencia en la red, mejorando la calidad del suministro eléctrico.

Figura 2. Tiempos de descarga y capacidades de las tecnologías de almacenamiento.



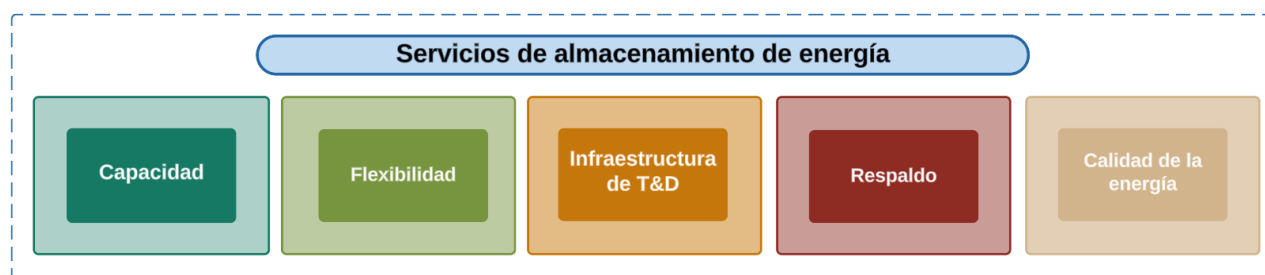
Fuente: Electric Power Research Institute e IEEE 2023.

2.1. Servicios clave de almacenamiento en el SEN

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden desempeñar un papel fundamental en las siguientes aplicaciones dentro del SEN (ver Figura 3):

- Desplazamiento de energía renovable: Almacenar la energía producida por fuentes solares y eólicas durante horas de baja demanda y liberarla en momentos de alta demanda permite optimizar el uso de estas fuentes, reduciendo la dependencia de generación fósil.
- Suavización del perfil de despacho: Los sistemas de almacenamiento pueden gestionar las variaciones de la generación renovable, estabilizando el despacho de energía y reduciendo los costos asociados a la intermitencia.
- Flexibilidad en la rampa de carga: La capacidad de ajustar rápidamente la oferta y demanda de energía mejora la resiliencia operativa del sistema, especialmente en escenarios de alta penetración de renovables.
- Servicios conexos: Los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer servicios esenciales como la regulación de frecuencia y reservas operativas, lo que es fundamental para la estabilidad de la red.
- Aplazamiento de inversiones en infraestructura de transmisión y distribución: El almacenamiento puede reducir la congestión en la red, aplazando o eliminando la necesidad de nuevas inversiones en infraestructura de transmisión y distribución.
- Gestión de potencia reactiva: Los sistemas de almacenamiento ayudan a mantener la estabilidad del voltaje en la red, mejorando la calidad del suministro eléctrico y evitando problemas de inestabilidad.

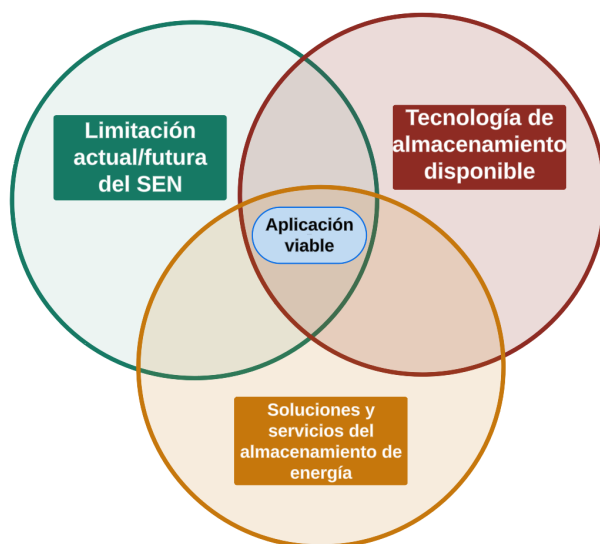
Figura 3. Servicios de almacenamiento de energía.



Fuente: Elaboración propia

Las tecnologías de almacenamiento deben seleccionarse en función de sus características técnicas, como potencia nominal y tiempo de descarga, emparejándolas con los desafíos específicos del SEN. Esto garantiza que cada tecnología se utilice en el nivel adecuado para maximizar su eficiencia y rentabilidad (ver Figura 4).

Figura 4. Identificación de aplicaciones viables de almacenamiento de energía.



Fuente: Elaboración propia.

3. Metodología de evaluación de las tecnologías de almacenamiento de energía para el SEN

Es fundamental evaluar la idoneidad de las principales tecnologías de almacenamiento de energía para aplicaciones específicas dentro del SEN. Para ello, se utilizó una metodología de evaluación que permite identificar las tecnologías más apropiadas para facilitar la integración de energías renovables y apoyar la descarbonización del sistema eléctrico mexicano. Esta metodología se basa en el Marco de Evaluación de Almacenamiento de Energía, desarrollado por IRENA.

El proceso se estructuró en las siguientes etapas:

1. Identificación de los servicios de almacenamiento aplicables al SEN
2. Mapeo de tecnologías con los servicios identificados
3. Análisis del valor estratégico provisto para el SEN
4. Mapeo de políticas y regulaciones para implementación de servicios almacenamiento
5. Matriz de relevancia de tecnologías y aplicaciones de almacenamiento para el SEN

Para la selección de tecnologías se sigue una metodología integral que considera tanto aspectos técnicos como no técnicos, con el fin de identificar la tecnología más adecuada para cada aplicación. A continuación, se describen las etapas clave del proceso.

3.1. Identificación y clasificación de parámetros técnicos y no técnicos

Parámetros técnicos: En la primera etapa, se identificaron las características técnicas fundamentales que afectan el rendimiento y la viabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía. Estos incluyen:

- **Eficiencia (AC-to-AC):** Mide la eficiencia del sistema al convertir y almacenar energía.
 - **Tasa de carga/descarga (C-Rate):** Define la rapidez con que se puede cargar o descargar la batería.
 - **Profundidad de descarga (DoD):** Indica la cantidad de energía que puede extraerse del sistema de almacenamiento sin comprometer su vida útil.
 - **Costo de capital inicial (CAPEX):** Evalúa la inversión necesaria para establecer el sistema.
 - **Costo de operación (OPEX):** Estima los costos continuos para mantener y operar el sistema.
 - **Densidad de energía y potencia:** Mide cuánta energía y potencia puede almacenar y entregar el sistema de almacenamiento en relación con su tamaño.
 - **Tiempo de vida útil (ciclos):** Define la duración del sistema de almacenamiento en términos de ciclos de carga/descarga.
 - **Madurez tecnológica:** Evalúa el grado de desarrollo y adopción de la tecnología.
 - **Capacidad:** Indica cuál de las tecnologías es más adecuada según la capacidad que se necesita respecto a la que pueden proveer.
-

Estos parámetros fueron evaluados y asignados a las distintas tecnologías de almacenamiento, y sus valores se presentan en la Tabla 2.

Parámetros no técnicos: Además, se identificaron factores no técnicos que influyen en la implementación y viabilidad de las tecnologías de almacenamiento, tales como:

- **Experiencia de CFE:** Nivel de familiaridad y experiencia con la tecnología.
- **Cadena de suministro:** Disponibilidad de componentes y materiales necesarios.
- **Disponibilidad de materias primas:** Facilidad de acceso a los recursos críticos.
- **Prioridad de gobierno:** Existencia de apoyo gubernamental e incentivos.
- **Política de mercado:** Integración con el mercado eléctrico.
- **Marco regulatorio:** Existencia de normativas que faciliten la implementación.
- **Aplicación en el mercado mexicano:** Disponibilidad comercial en el mercado local.
- **Sostenibilidad y regulaciones ambientales:** Impacto ambiental y cumplimiento regulatorio.

Estos factores fueron cuantificados para cada tecnología, con puntuaciones que reflejan su situación en el contexto mexicano, sus valores se presentan en la Tabla 3.

3.2. Asignación de puntuaciones

Puntuación de parámetros técnicos: Cada tecnología fue evaluada en función de los parámetros técnicos previamente identificados, y se le asignaron puntuaciones en una escala de 1 a 5, donde 5 representa un desempeño superior. Estas puntuaciones se basaron en la comparación de los valores técnicos con rangos establecidos (ver Tabla 2).

Tabla 2. Ejemplo de la matriz de puntuación parámetros técnicos.

Parámetros	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
Eficiencia	3.40	3.29	1.00	3.86	4.66	4.66	3.97	5.00	3.40	3.86	2.37	2.37
C-Rate	1.00	5.00	4.00	1.00	1.00	2.00	1.00	1.00	5.00	5.00	4.00	4.00
DoD	1.00	4.43	1.00	3.86	4.43	4.43	4.43	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Costo de capital inicial	4.7	4.4	4.3	2.0	3.8	4.1	3.4	2.0	3.5	3.9	2.3	3.2
Desarrollo y Construcción	5.00	1.00	2.14	4.43	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.43	4.43
Costo de operación	4.9	4.9	5.0	1.0	4.6	4.6	4.6	4.7	4.6	4.6	4.3	4.5
Espacio requerido	1.5	1.0	1.0	2.3	3.3	3.3	3.0	3.3	1.3	1.2	1.2	1.0
Tiempo de vida	1.00	1.78	1.78	5.00	1.12	1.04	1.12	1.38	1.18	1.12	1.14	1.38
Madurez tecnológica	5	5	4	3	4	4	4	3	4	2	3	3
Capacidad	1.1	5.0	1.8	1.0	2.5	1.0	1.0	1.0	1.2	1.0	1.0	1.0

Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA.

Puntuación de parámetros no técnicos: Los parámetros no técnicos se puntuaron en una escala de 1 a 3, donde 3 indica condiciones óptimas para la implementación de la tecnología y 1 representa condiciones desfavorables (ver Tabla 3).

Tabla 3. Ejemplo de matriz de puntuación parámetros no técnicos

Parámetros	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
Experiencia CFE	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1
Cadena de suministro	● 3	● 2	● 1	● 2	● 2	● 2	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1
Disponibilidad materia prima o recurso	● 3	● 3	● 3	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 3	● 2	● 2	● 2
Prioridad de gobierno	● 1	● 1	● 1	● 1	● 3	● 3	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1
Política de mercado disponible	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1	● 1
Marco regulatorio adecuado	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2	● 2
Aplicación en el mercado mexicano	● 3	● 2	● 1	● 1	● 3	● 3	● 3	● 2	● 2	● 2	● 1	● 1
Sostenibilidad y Regulaciones Ambientales	● 1	● 2	● 2	● 3	● 2	● 2	● 3	● 3	● 2	● 2	● 3	● 3

Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA.

3.3. Ponderación de parámetros por aplicación

Las aplicaciones de almacenamiento de energía requieren capacidades técnicas específicas, por lo que se creó una matriz de ponderación para cada parámetro técnico y no técnico, adaptada a las siguientes aplicaciones:

- SAE para generadores.
- SAE para generación distribuida.
- SAE para grandes consumidores (detrás del medidor).

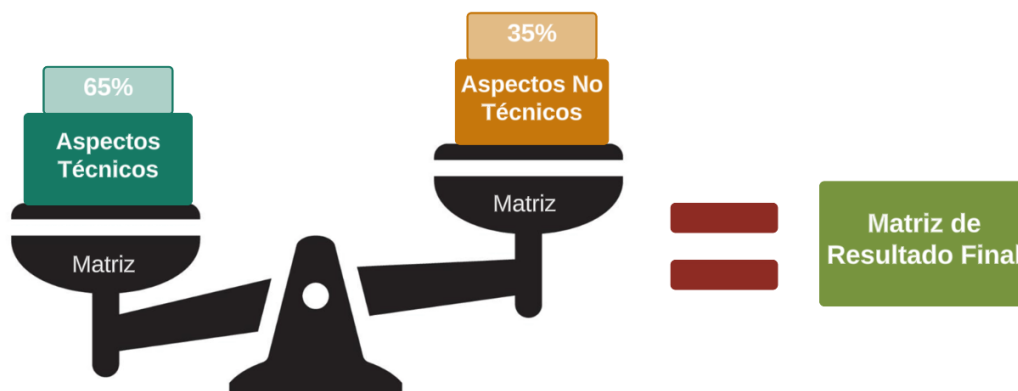
Cada parámetro fue ponderado según su relevancia para cada aplicación. Las ponderaciones, expresadas en porcentajes, reflejan la importancia relativa de cada parámetro en la evaluación global.

3.4. Cálculo de la idoneidad global

Tal como se ilustra en la Figura 5, se calculó una puntuación global de idoneidad para cada tecnología, combinando tanto los aspectos técnicos como no técnicos. Este cálculo se realizó en dos etapas:

1. Matriz técnica: La puntuación técnica ponderada representó el 65% de la evaluación total para cada aplicación.
2. Matriz no técnica: La puntuación no técnica ponderada constituyó el 35% del total para cada aplicación.
3. Suma ponderada final: Las puntuaciones técnicas y no técnicas ponderadas se sumaron para obtener la idoneidad final de cada tecnología para cada aplicación específica.

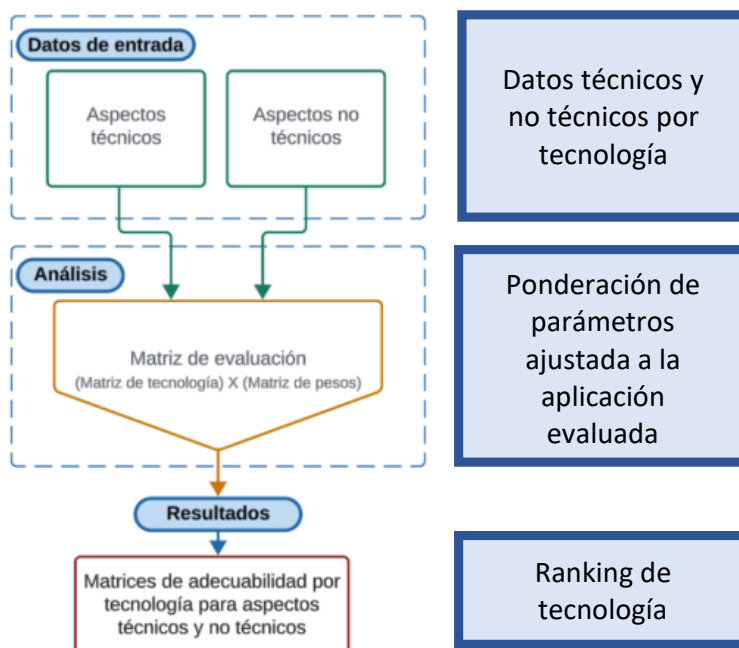
Figura 5. Ponderación para la obtención de la matriz de resultado final.



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 6 muestra esquemáticamente la metodología empleada para la evaluación de tecnologías de almacenamiento de energía, integrando los parámetros técnicos y no técnicos en una matriz ajustada a las aplicaciones específicas. Los resultados de esta evaluación identifican las tecnologías más adecuadas para cada aplicación en el contexto del SEN, facilitando la selección de la opción óptima.

Figura 6. Metodología empleada para evaluar los SAE.



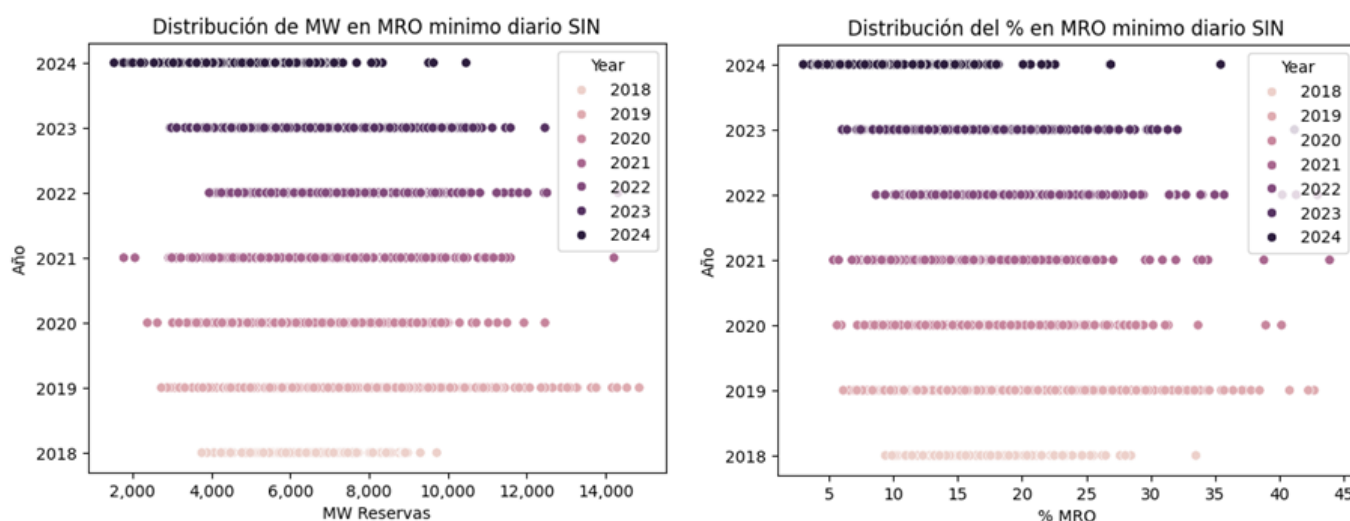
Fuente: Elaboración propia.

4. Consideraciones estratégicas para el despliegue del almacenamiento de energía

La gestión y planificación de la capacidad de generación eléctrica son elementos estratégicos esenciales para garantizar la estabilidad del SEN. El MRO, que mide la suficiencia de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda, ha alcanzado niveles críticos.

Según datos del CENACE, en 2024 el MRO registró valores de 3% en el SIN, activando el protocolo de emergencia. Lo que refleja una falta de aproximadamente 1,600 MW para recuperar niveles de operación normal del sistema, como se muestra en la Tabla 4. Esta tendencia descendente, como se muestra en la Figura 7, pone en riesgo la confiabilidad del sistema, incrementando la frecuencia y el riesgo de apagones, lo que impacta negativamente tanto a nivel económico como social. Un ejemplo de esta situación ocurrió en junio de 2024.

Figura 7. Margen de reserva operativo en el SIN 2018-2024.



Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

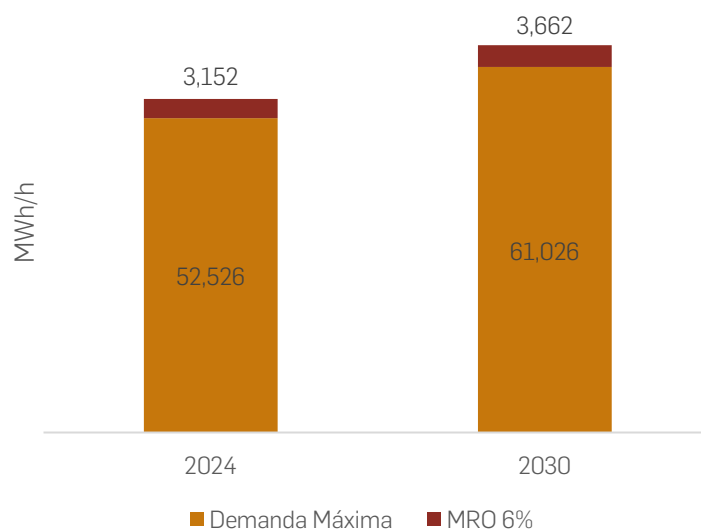
Tabla 4. Registros de demanda en el SIN durante MRO cercanos a 3%.

Fecha	Hora	Demanda máxima instantánea MW	Porcentaje MRO registrado %	MW Generación requerida MRO 6%	MW requeridos MRO	Reserva disponible MW	MW MRO Faltantes
13/06/24	16	52,496	2.8	55,646	3,150	1,454	1,696
09/05/24	16	50,697	3.0	53,739	3,042	1,532	1,510
18/04/24	19	47,440	3.7	50,286	2,846	1,746	1,100

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

A medida que la demanda de energía crece, con una proyección de hasta 61,026 MWh/h para 2030, el MRO deberá aumentar proporcionalmente para mantener la estabilidad del sistema. En 2024, un MRO mínimo de 3,152 MWh/h apenas es suficiente para evitar que el sistema salga del estado operativo normal. Sin embargo, para 2030, este mínimo deberá elevarse a al menos 3,662 MWh/h, lo que ejercerá una mayor presión tanto en la demanda como en la generación. La necesidad de integrar más energías renovables amplifica esta presión, subrayando la importancia de flexibilizar la capacidad de respuesta de la reserva operativa (ver Figura 8).

Figura 8. Demanda máxima 2024 y 2030 con MRO de 6%.



Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

Tradicionalmente, las soluciones para mejorar el MRO incluyen la expansión de la red de transmisión y el aumento de capacidad de generación. No obstante, estos proyectos conllevan tiempos de planificación y ejecución prolongados, superiores a los 5 años en promedio. Además, las plantas de menor capacidad que se utilizan para atender demandas pico dependen de recursos disponibles, como el diésel y el gas natural, que deterioran el perfil de emisiones de la red. El diésel y el gas natural son comunes en estas aplicaciones, y en el SIN se utilizan como Tecnologías de Generación de Referencia (TGR) para atender las necesidades del mercado de potencia.

En este contexto, las tecnologías de almacenamiento de energía son una solución eficaz y rápida para alcanzar la capacidad de reserva necesaria y mejorar la estabilidad del sistema. Además, proporcionan múltiples beneficios adicionales al SIN, incluyendo la posibilidad de integrar más energías renovables y reducir la necesidad de inversión inmediata en infraestructura de transmisión.

Proponemos una ruta de desarrollo basada en tres componentes que permita agregar al menos 2,000 MW de capacidad adicional en el corto plazo, con el potencial para un despliegue paralelo y distribuido geográficamente. Esto aceleraría la incorporación de las capacidades necesarias para el sistema, mitigando los riesgos asociados con la inestabilidad y mejorando la flexibilidad operativa.

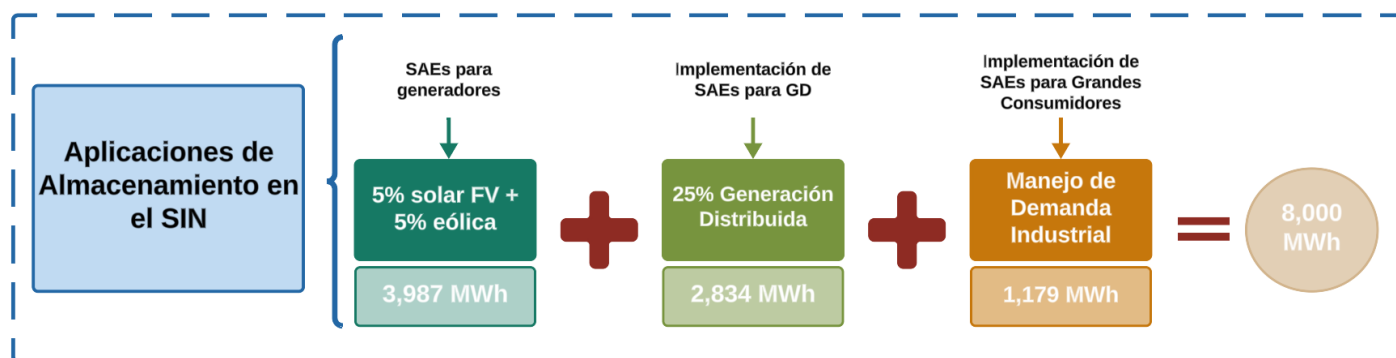
Esta capacidad adicional, equivalente a 8 GWh de energía disponible durante 4 horas, reduciría considerablemente el riesgo de apagones, asegurando que haya suficiente reserva operativa para cubrir la demanda en momentos críticos. Además, esta estrategia permitiría la integración de más fuentes renovables, pospondría inversiones adicionales en la red y aceleraría el despliegue sin la necesidad de nuevos derechos de vía.

Las aplicaciones propuestas incluyen:

1. Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) para Generadores.
2. Implementación de SAE para Generación Distribuida (GD).
3. SAE para Grandes Consumidores (detrás del medidor).

Estas aplicaciones se muestran en la Figura 9. Aplicaciones de almacenamiento en el SIN., y se detallan en las secciones donde se describen las tecnologías propuestas y su impacto en la mejora del Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 9. Aplicaciones de almacenamiento en el SIN.

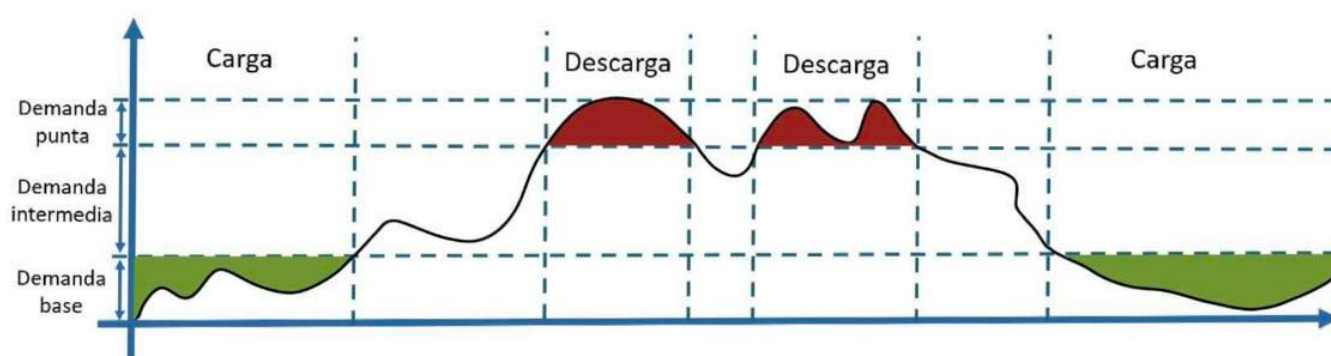


Fuente: Elaboración propia.

5. Despliegue de SAE para generadores renovables a gran escala

La aplicación de SAE en plantas renovables a gran escala permite realizar arbitraje y suavizar los perfiles de despacho en el sistema eléctrico. Esto facilita el almacenamiento de una parte de la energía limpia generada durante las horas de menor demanda (ver Figura 10) y su uso posterior como reserva, manejo de rampas, o arbitraje de potencia. En México, esta aplicación está contemplada en la regulación propuesta por la CRE como SAE asociado a una central eléctrica.

Figura 10. Ejemplo ilustrativo de reducción de picos basada en almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia.

5.1. Opción de despliegue como SAE asociado en 5% de la capacidad renovable

El Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga vigente, permite realizar ciertas modificaciones sin la necesidad de refuerzos adicionales en la red, siempre que dichas modificaciones no superen el 5% de la capacidad instalada de las centrales eléctricas que ya cuentan con un contrato de interconexión.

Utilizando datos horarios del SIN correspondientes a junio de 2024, se estima que el despliegue del 5% de capacidad de almacenamiento para la energía eólica y fotovoltaica del SIN permitiría optimizar el despacho de 3,987 MWh diarios de energía limpia.

La propuesta consiste en cargar los sistemas de almacenamiento durante las horas de mayor generación renovable y utilizarla para suavizar los picos de demanda, reduciendo la carga en los momentos de mayor consumo y mejorando la estabilidad del sistema eléctrico. Esta estrategia también permite gestionar las rampas de demanda y realizar arbitraje de potencia y energía. Se estima que los sistemas de almacenamiento podrían aportar hasta 1 GW por hora durante un periodo de 4 horas, lo que equivaldría a una capacidad total de 4 GWh, contribuyendo significativamente al equilibrio de la red y a la optimización de la infraestructura existente.

Para dimensionar la capacidad necesaria y el número de proyectos de SAES, se utilizó la capacidad de los permisos de generación solar y eólico publicados por la CRE. Se clasificaron en rangos para estimar el tamaño promedio de los proyectos y el potencial de almacenamiento, considerando solo el 5% de la capacidad adicional permitida. Los resultados se muestran en la Tabla 5 y Tabla 6.

Tabla 5. Dimensionamiento del tamaño promedio del proyecto de almacenamiento para la energía solar.

Rango de capacidad	Número de permisos	Suma de MW	Tamaño promedio de proyecto MW	Tamaño promedio de SAES limitación 5%
1-10 MW	34	124	4	0.2
10-50 MW	64	1,800	28	1.4
50-150 MW	40	3,996	100	5
150-250 MW	14	2,920	195	9.7
250-500 MW	16	4,799	320	16

Fuente: Elaboración propia con datos de permisos de la CRE, CENACE.

Tabla 6. Dimensionamiento del tamaño promedio del proyecto de almacenamiento para la energía eólica.

Rango de capacidad	Número de permisos	Suma de MW	Tamaño promedio de proyecto MW	Tamaño promedio de SAES limitación 5%
1-10 MW	5	21	4	0
10-50 MW	14	504	36	2
50-150 MW	55	5125	93	5
150-250 MW	12	2761	197	10
250-500 MW	10	2530	316	16

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

La Tabla 7 muestra la distribución de la capacidad instalada de energía solar y eólica, así como el potencial de almacenamiento en las distintas gerencias de control del SIN.

Tabla 7. Distribución de capacidad instalada solar y eólica adicional.

Gerencia de Control Regional / Capacidad MW	5% Solar	5% Eólica
Central	1.1	0
Oriental	39.5	150.2
Occidental	130.05	35.3
Noroeste	77.75	0
Norte	98.6	0
Noreste	1.5	150.45
Peninsular	17.5	12.25
SIN	366	348.2

Fuente: Elaboración propia con datos de PRODESEN, 2024.

Sin embargo, la dificultad para instalar hasta el 5% de la capacidad con estudios rápidos y sin refuerzos adicionales impone una restricción significativa. Se pierde la oportunidad de aprovechar economías de escala en proyectos de mayor capacidad, donde los modelos de negocio basados en el arbitraje de potencia serían más eficientes. Además, esta restricción es innecesaria en centrales solares, que no representan riesgo de inyectar energía en la red durante horas nocturnas.

Otro desafío es la falta de un mecanismo que permita a generadores vecinos compartir sistemas de almacenamiento comunes, ya que la regulación actual exige que cada sistema esté asociado a un permiso de generación o contrato de interconexión, lo que limita su aplicación.

5.2. Opción de despliegue como SAE no asociado

Una alternativa para enfrentar las barreras existentes es el SAE no asociado, propuesto en la regulación de la CRE, y que opera de manera independiente sin estar integrado a una central eléctrica. Su inyección o consumo de energía se realiza directamente en la RNT o RGD, requiriendo solo un permiso de generación. Este modelo soluciona dos problemas clave: incrementa la potencia durante horas pico y reduce la congestión en las líneas de transmisión, siempre y cuando esté bien ubicado.

En este modelo, el almacenamiento centralizado de la energía generada por el 5% de la capacidad eólica y solar elimina la necesidad de que cada generador implemente su propio SAE. Esto permite aprovechar economías de escala, lo que hace más viable el despliegue a gran escala de proyectos de almacenamiento. Para este ejercicio, se utilizaron datos de baterías de litio a gran escala con capacidades estándar disponibles en el mercado para estimar el número de proyectos necesarios y sus costos.

La Tabla 8 muestra algunas propuestas de capacidad de almacenamiento para gestionar 3,987 MWh de energía. La primera propuesta consiste en 10 proyectos de 100 MW, con una duración de 4 horas. La segunda propuesta contempla 20 proyectos de 100 MW, pero con una duración de 2 horas. Como se puede observar, el costo del sistema de mayor duración es más elevado.

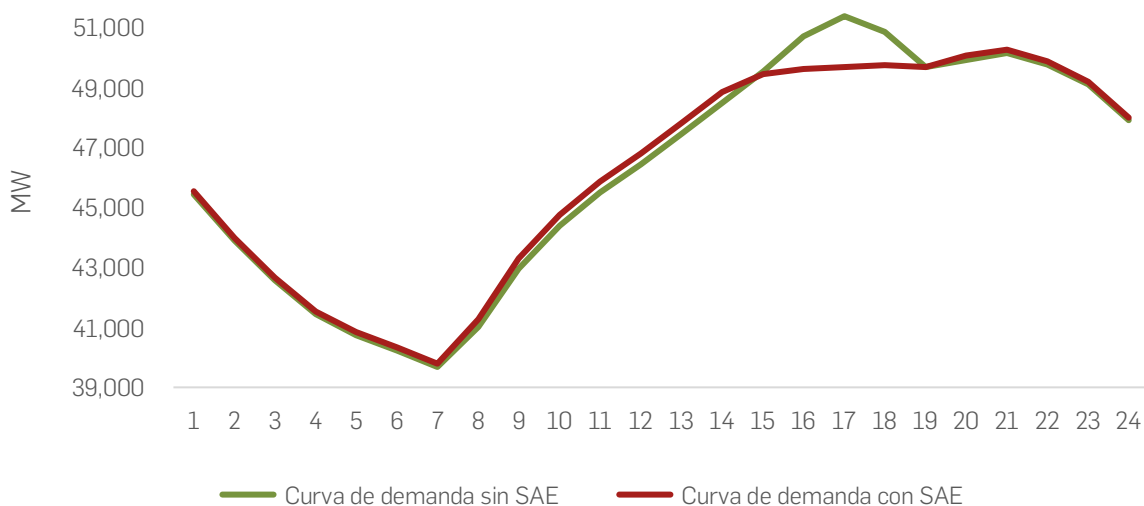
Tabla 8. Dimensionamiento de los SAE no asociado y costos – Despacho Renovable.

Capacidad de batería MW	Tiempo horas	Capacidad de almacenamiento teórica por SAE MWh	Número de proyectos	CAPEX (USD/MW)	Costo Nivelado (USD/MW-año)
100	4	400	10	2,080,000	214,000
100	2	200	20	1,278,000	119,000

Fuente: Lazard 2024 y NREL 2023.

La Figura 11. Demanda promedio horaria sin almacenamiento vs con almacenamiento (5% energías renovables variables). Propuesta con duración de 4 horas. muestra el impacto de la propuesta que tendrían 10 proyectos, cada uno con una capacidad de 100 MW y una duración de 4 horas, en la curva de demanda del SIN. En esta figura, se observa cómo se aplanan el pico de la demanda durante las horas en que las baterías se descargan.

Figura 11. Demanda promedio horaria sin almacenamiento vs con almacenamiento (5% energías renovables variables). Propuesta con duración de 4 horas.



Fuente: Elaboración propia con datos de SIM-CENACE mayo 2024.

Esta alternativa no solo ofrece la posibilidad de acceder a costos más competitivos, sino que también posibilita modelos de negocio basados en servicios a la red, como las redes virtuales. Sin embargo, un despliegue de capacidades a esta escala impactaría en los precios marginales locales, debido a la reducción de la congestión y la entrada en el despacho económico con precios más competitivos para cubrir las demandas pico. Este efecto podría reducir la rentabilidad de los modelos de negocio basados exclusivamente en el arbitraje.

Por lo tanto, se identifica una brecha en la compensación por servicios de almacenamiento a gran escala. Como posibles soluciones, se recomienda revisar la inclusión de estos sistemas bajo regímenes de despacho obligatorio, permitir que el Transportista registre estos activos como parte de la red, incluyendo su costo en la tarifa regulada del servicio de transmisión, o desarrollar servicios conexos específicos para su implementación.

5.3. Experiencia en Baja California Sur

El análisis de oportunidades de almacenamiento en el SIN se enriquece al observar casos prácticos de implementación de SAE en otras regiones del país. Un ejemplo clave es el Sistema de Baja California Sur, mismo que, al no estar interconectado con el SIN, enfrenta desafíos únicos en el suministro energético. Con una capacidad instalada de 697 MW, más del 70% de la generación eléctrica en esta zona proviene de tecnologías térmicas.

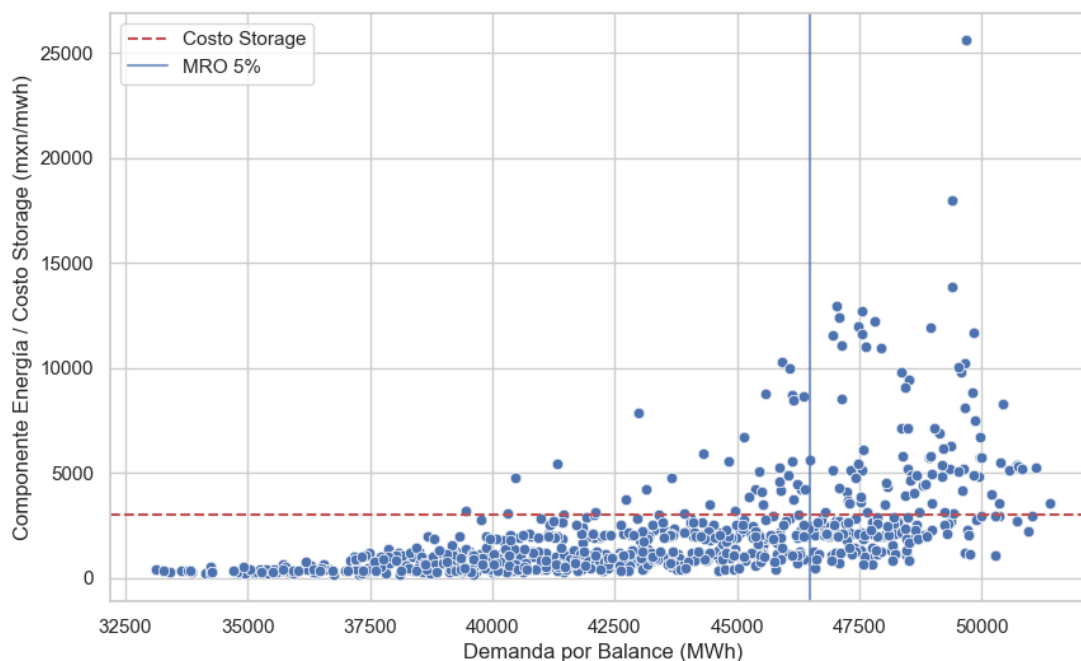
En este contexto, el proyecto La Toba, operado por Invenergy desde 2022, representa una solución innovadora que combina energía solar fotovoltaica con almacenamiento de energía. Con una planta solar de 35 MW y un sistema de almacenamiento de 20 MW con 4 horas de autonomía. La Toba es el primer parque solar a gran escala en México que incorpora almacenamiento, permitiendo la venta de la energía almacenada al MEM. Este proyecto, con una inversión de 70 millones de dólares, abastece lo equivalente a 30,000 hogares y compensa 130,000 toneladas de CO₂ anuales.

La experiencia de Baja California Sur refuerza la viabilidad y los beneficios de integrar SAE en zonas no interconectadas, mostrando cómo estos sistemas pueden mejorar la estabilidad energética, reducir emisiones y optimizar el uso de energías renovables.

5.4. Validación económica para el modelo de negocio SAE para generadores

La Figura 12 muestra la relación entre la demanda, el componente de energía del PML, y el costo nivelado de SAE (según datos de Lazard, 2024). Este análisis se realizó para baterías de litio de gran escala con una capacidad de 100 MW y una duración de 4 horas. Los resultados indican que existe viabilidad económica para proyectos de almacenamiento en condiciones de alta demanda en el SIN. A estos niveles de demanda, y dadas las capacidades disponibles en el parque de generación y en la infraestructura de transmisión, el componente de energía es significativamente mayor que el costo del almacenamiento. Esto refuerza la viabilidad de implementar soluciones de almacenamiento como una alternativa para mitigar los elevados costos.

Figura 12. Demanda vs componente de energía del SIN – mayo 2024.



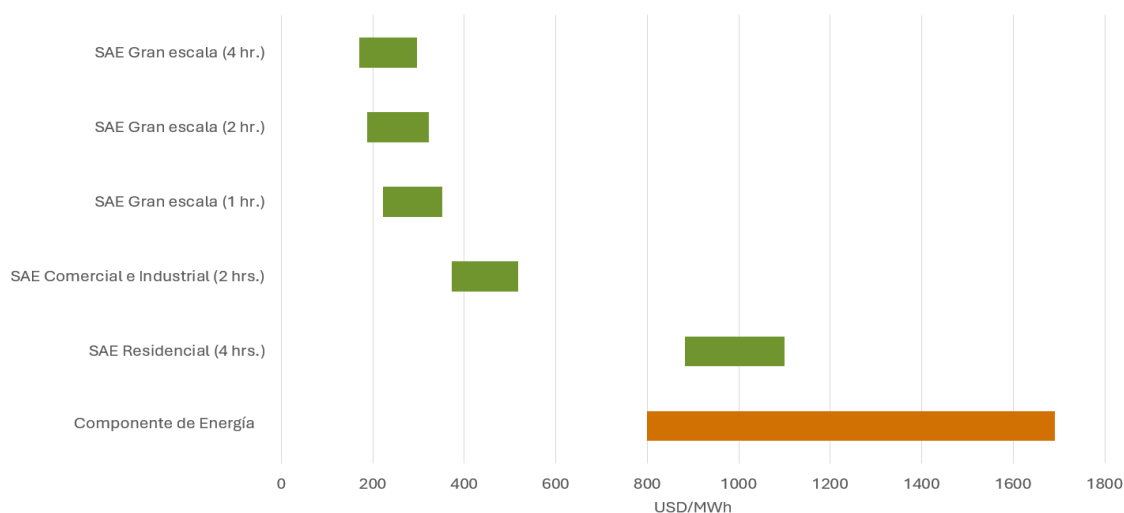
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y Lazard 2024.

Se toma como referencia para el análisis económico y la estimación de costos la tecnología de baterías de iones de litio, por su competitividad en aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala.

Para la estimación de estos costos, se considera el Costo Nivelado de Almacenamiento, una métrica que evalúa el costo promedio por año para almacenar energía, teniendo en cuenta los costos de instalación y operación durante la vida útil del sistema de almacenamiento. Las referencias utilizadas provienen de información generada en Estados Unidos, dado que la experiencia en México es aún limitada, lo que introduce un sesgo importante y subraya la necesidad de generar más datos locales.

En la Figura 13, se muestra una comparación entre los PML máximos registrados en mayo de 2024 y los costos nivelados de almacenamiento en diferentes aplicaciones y escalas, obtenidos de Lazard 2024. El 24 de mayo de 2024, a las 20 horas, el nodo 02PIN-115, correspondiente a la GCR Oriental, presentó valores elevados de PML debido a un bajo MRO, alcanzando un máximo de 33,810 MXN/MWh. Durante varios días del mismo mes, los PML superaron los 10,000 MXN/MWh. Este PML contrasta con los costos de almacenamiento, donde se observa que los precios del almacenamiento en diferentes aplicaciones son significativamente más bajos, lo que resalta la competitividad del almacenamiento frente a los altos precios del mercado en situaciones de estrés en el sistema eléctrico.

Figura 13. Costos nivelados de SAE vs componente de energía máximos mayo 2024.

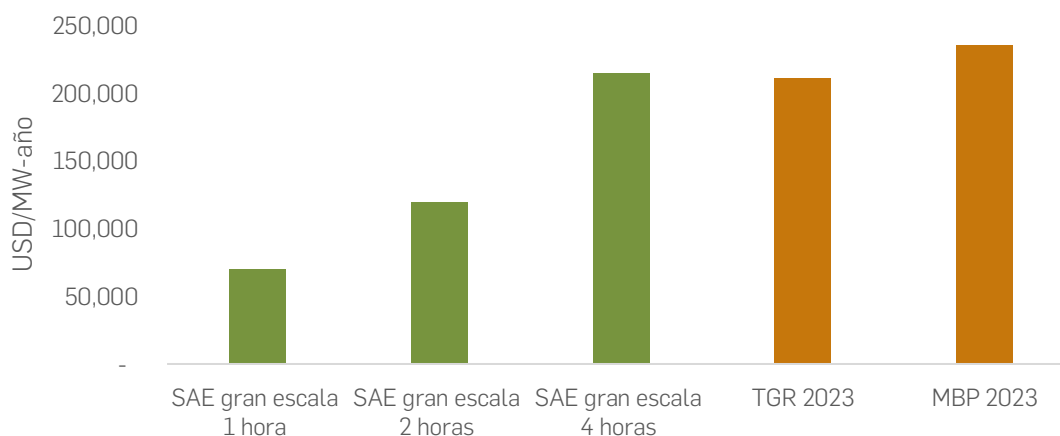


Fuente: Lazard 2024 y CENACE.

5.5. Viabilidad de SAE como capacidad adicional para generadores

En la Figura 14, se observa que los costos nivelados de almacenamiento a gran escala, con duraciones de 1, 2 y 4 horas, oscilan entre 70,000 USD/MW-año y 214,000 USD/MW-año. Todos estos valores son inferiores al Precio Neto de Potencia del SIN resultante en el MBP de 2023, que se situó en 234,000 USD/MW-año. Al compararse con el costo nivelado por capacidad entregada publicado en el Informe de la Tecnología de Generación de Referencia del CENACE para 2023, se refuerza la competitividad del almacenamiento a gran escala como una solución viable para la entrega de potencia.

Figura 14. Comparación del costo por capacidad vs costo nivelado SAE – gran escala.



Fuente: Lazard 2024, CENACE y CRE.

El CAPEX, que representa la inversión inicial en infraestructura y equipos, se compara en la Tabla 9, para dos opciones de almacenamiento con diferentes duraciones. La primera opción, con una duración de 4 horas, tiene un costo unitario más alto; sin embargo, al considerar el costo total del proyecto, esta opción resulta más económica como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 9. Costos de referencia de SAE de gran escala.

Costos de Almacenamiento de gran escala		Escenario	2022	2023	2024	2025
CAPEX (\$/kW)	Utility-Scale Battery Storage – 2Hr	Avanzado	\$1,290	\$1,278	\$1,073	\$868
	Utility-Scale Battery Storage – 2Hr	Moderado	\$1,290	\$1,278	\$1,201	\$1,069
	Utility-Scale Battery Storage – 2Hr	Conservador	\$1,290	\$1,278	\$1,343	\$1,326
	Utility-Scale Battery Storage – 4Hr	Avanzado	\$2,101	\$2,080	\$1,736	\$1,391
	Utility-Scale Battery Storage – 4Hr	Moderado	\$2,101	\$2,080	\$1,938	\$1,711
	Utility-Scale Battery Storage – 4Hr	Conservador	\$2,101	\$2,080	\$2,190	\$2,160
Tecnología		CAPEX USD /MW		Costo por MWh de almacenamiento USD/MWh		
Utility-Scale Battery Storage – 2Hr		1.20		600		
Utility-Scale Battery Storage – 4Hr		1.94		485		

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard 2024 y NREL 2023.

Tabla 10. CAPEX estimados – SAE para generadores.

Capacidad de batería MW	Horas de almacenamiento	MWh almacenamiento	MWh almacenamiento Objetivo	Número de SAES objetivo	CAPEX Millones USD
100	2	200	4,000	20	2,401
100	4	400	4,000	10	1,938

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard 2024 y NREL 2023.

6. Despliegue de SAE para generación distribuida

Para esta propuesta se evalúa la inclusión de sistemas de almacenamiento en los 3.2 GW de capacidad distribuida aproximados en más de 380,000 sistemas de generación distribuida solar. Se propone una ruta para desplegar 10,000 sistemas de almacenamiento que complementen los programas y proyectos de generación distribuida y electromovilidad. Este despliegue permitirá manejar un volumen de energía renovable de 2,847 MWh. Con sistemas de almacenamiento de 4 horas, esta energía se traduciría en una capacidad aportada de hasta 711 MW por hora a nivel de distribución.

Adicionalmente el despliegue permitiría convertir la GD en un activo estratégico que facilite la administración de la demanda para el operador del sistema, el CENACE, reduciendo las pérdidas en la red de distribución. Además, ayuda a gestionar los cargos de capacidad, ya sea por parte del suministrador o del usuario final. La Tabla 11 detalla la distribución de la capacidad instalada.

Tabla 11. Distribución de capacidad instalada de GD.

Rango de capacidad proyectos FV GD kW	Segmento	Capacidad acumulada MW	Tamaño central FV promedio kW	No. contratos registrados CFE Distribución 2024	Generación estimada GD MWh	Despliegue de SAES Objetivo en segmento	Potencial Almacenados (20%) MWh	no. SAES GD
0-25	Residencial	1,835	0.005	370,056	8,369	1.5%	25	5,448
25-50	Comercial	196	0.0351	5,585	895	30%	269	1,676
50-100	Comercial	198	0.0714	2,767	901	30%	270	830
100-250	Comercial	319	0.1577	2,025	1,456	60%	874	1,215
250-500	Comercial	573	0.4133	1,386	2,612	60%	1,567	832
Total		3,121		381,819	14,233			10,000

Fuente: elaboración propia con datos de CFE Distribución.

El tamaño estándar de las baterías a nivel residencial es de 5 kW, con una capacidad de 4 horas. El CAPEX de referencia es 4,400 USD por kW, ver Tabla 12. Para los sistemas de almacenamiento a nivel comercial, el costo es de 2,040 USD por kW, ver Tabla 13. Como se muestra en la Figura 15, la penetración de la generación distribuida afectará las horas diurnas, incrementando los retos asociados a las rampas e impulsando el desplazamiento del pico de la demanda hacia las horas nocturnas.

Tabla 12. Referencia de costos para SAE en GD residencial

Sistemas Residenciales de Almacenamiento		Escenario	2022	2023	2024	2025
CAPEX (\$/kW)	Residential Battery Storage - 5 kW – 20 kWh	Avanzado	\$4,971	\$3,576	\$3,375	\$3,204
	Residential Battery Storage - 5 kW – 20 kWh	Moderado	\$4,971	\$4,675	\$4,401	\$4,144
	Residential Battery Storage - 5 kW – 20 kWh	Conservador	\$4,971	\$5,155	\$5,192	\$5,118

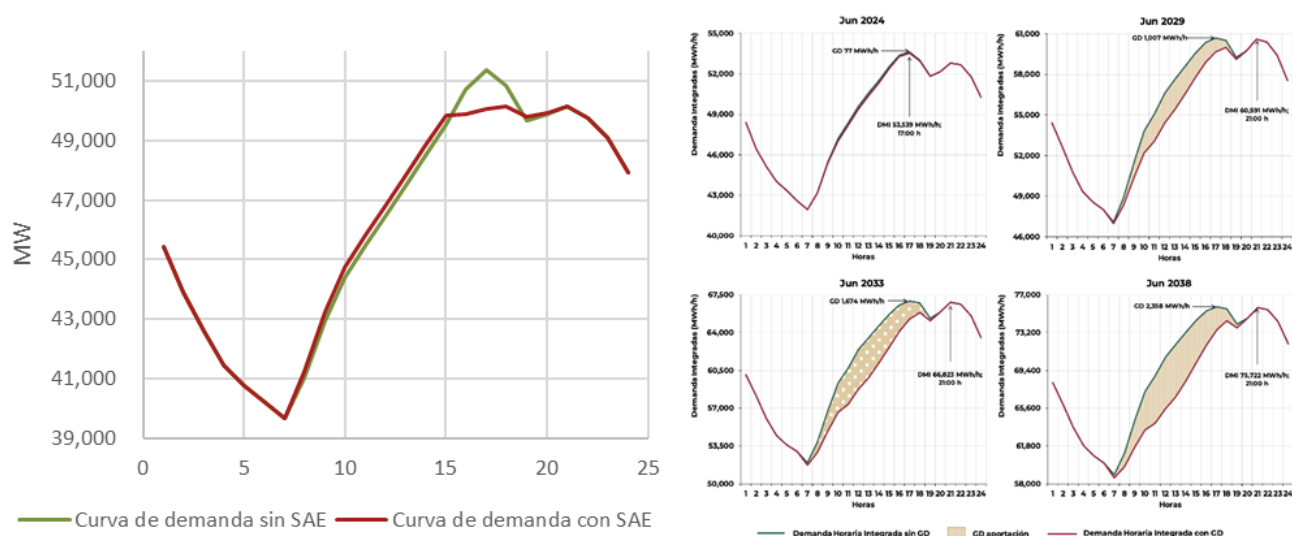
Fuente: Elaboración propia con datos de NREL 2023,
https://atb.nrel.gov/electricity/2024/residential_battery_storage

Tabla 13. Referencia de costos de SAE para GD comercial.

Almacenamiento Baterías segmento Comercial		Escenario	2022	2023	2024	2025
CAPEX (\$/kW)	Commercial Battery Storage 4Hr	Avanzado	\$2,306	\$2,733	\$1,939	\$1,542
	Commercial Battery Storage 4Hr	Moderado	\$2,306	\$2,733	\$2,040	\$1,950
	Commercial Battery Storage 4Hr	Conservador	\$2,306	\$2,733	\$2,499	\$2,463

Fuente: NREL https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_battery_storage.

Figura 15. Demanda horaria promedio mayo 2024 sin almacenamiento y con almacenamiento para GD.



Fuente: Elaboración propia y PRODESEN.

6.1. Viabilidad de SAE para generación distribuida

La Figura 16 muestra una comparación entre el costo nivelado anual del almacenamiento de energía residencial (sistemas de 4 horas) y el precio de la potencia anual bajo la tarifa regulada. Aunque el costo nivelado anual para el almacenamiento en aplicaciones residenciales es relativamente alto, esta comparativa no incluye los beneficios para la red de distribución ni para el suministrador de servicios básicos, en caso de que sea el administrador de estos sistemas. Además, actualmente no existen incentivos o mecanismos para que los usuarios de segmentos tarifarios viables reciban beneficios por la instalación de estos sistemas.

Para abordar esta situación, se proponen los siguientes modelos de negocio:

- (i) Impulsado por el Sistema: El activo es propiedad de CFE Distribución, y el costo de los proyectos se incluiría en la tarifa de distribución. El beneficio se materializaría a través del refuerzo de la red de distribución, lo que también incrementaría el valor de los activos de CFE Distribución.
- (ii) Impulsado por el Usuario: El activo es propiedad particular. El despliegue se realizaría en coordinación con CFE Básico, con apoyo técnico y financiamiento de una agencia implementadora (por ejemplo, FIDE), y los costos se incluirían en la tarifa del usuario, garantizando beneficios en costos de capacidad y distribución. Este modelo ofrece beneficios adicionales como resiliencia y autonomía de la red para servicios críticos, y es extensible a la integración de vehículos eléctricos mediante un Sistema de Gestión de Activos de Almacenamiento

Ambos modelos asumen operación de los SAES en coordinación con indicaciones de CENACE.

Figura 16. Comparación del costo por capacidad – GD.



Fuente: Lazard 2024 y CRE.

La Tabla 14 muestra que el costo nivelado del total de proyectos para el almacenamiento de energía en sistemas residenciales asciende a 1,452 MMUSD/año.

Tabla 14. Costos estimados unitarios y total de SAE – GD.

Rango de capacidad FV GD kW	Segmento	Capacidad SAE MW	CAPEX MMUSD/MW	CAPEX estimado MUSD
0-25	Residencial	27.0	\$4.40	118.88
25-50	Comercial	58.8	\$2.04	119.98
50-100	Comercial	59.4	\$2.04	121.20
100-250	Comercial	191.4	\$2.04	390.54
250-500	Comercial	343.8	\$2.04	701.51
Total		680		1,452

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard 2024 y NREL 2023.

6.2. Brechas identificadas para el despliegue de SAE para generación distribuida

El despliegue de SAE en GD presenta varias brechas que deben ser atendidas para asegurar su éxito y sostenibilidad. Uno de los principales desafíos es la falta de una estructura clara en un posible programa de despliegue a nivel nacional que formalice la relación entre el beneficiario, el inversionista y el operador. Esta ambigüedad puede generar confusión y conflictos durante la implementación y operación de los sistemas.

Contar con una estructura bien definida facilitaría la coordinación entre las partes involucradas, garantizando que cada actor comprenda plenamente sus responsabilidades y derechos, y que los procesos operen de manera eficiente. Para mejorar esta coordinación y minimizar los conflictos, se recomienda la implementación de un software de gestión que conecte a instaladores, CFE y CENACE, optimizando así la administración de los SAE y facilitando la comunicación entre los actores clave. Asimismo, la actualización de los modelos financieros con datos específicos de México y de CFE permitirá una planificación más precisa y efectiva de los proyectos.

Otro desafío significativo es la falta de normativas técnicas adecuadas y el desarrollo insuficiente del mercado, lo que pone en riesgo la calidad de los equipos comercializados. Sin estándares claros ni una regulación robusta, existe el peligro de que equipos de baja calidad o sin certificación ingresen al mercado, comprometiendo la seguridad y eficiencia de los sistemas. En este contexto, el programa de despliegue de SAE puede desempeñar un papel crucial como catalizador para fomentar el desarrollo de dichas normativas.

Se propone aprovechar el despliegue de los SAE como una oportunidad para desarrollar un marco normativo sólido, que establezca especificaciones técnicas y estándares claros, asegurando así la calidad y seguridad de los equipos comercializados. Esto podría lograrse mediante la creación de catálogos de proveedores certificados que ofrezcan equipos confiables y de alta calidad, así como a través de la homologación de regulaciones técnicas para la importación, garantizando tanto la eficiencia como la calidad de los equipos.

Además, resulta fundamental que los SAE asociados a GD sean reconocidos por los servicios que prestan a la red de distribución, tales como la reducción de pérdidas en la RGD y la gestión del perfil de generación. Este reconocimiento incentivaría a los suministradores y a los usuarios finales a participar activamente en la optimización del sistema eléctrico.

Para los programas de expansión de sistemas de Generación Distribuida liderados por CFE, la inclusión de SAE permitiría amplificar su impacto, reforzando la red, mejorando el perfil financiero de ambas tecnologías e integrando activos estratégicos en los registros de CFE.

7. Despliegue de sae para demanda controlable en grandes consumidores de energía

Este elemento de la estrategia propuesta contempla el despliegue de SAE para la gestión de la demanda industrial, mediante sistemas detrás del medidor asociados a Centros de Carga. El número de proyectos se calculó considerando la energía faltante para alcanzar los 8 GWh requeridos para mejorar el MRO mediante almacenamiento, descontando las contribuciones de energía renovable y generación distribuida. Esto deja un total de 1,179 MWh.

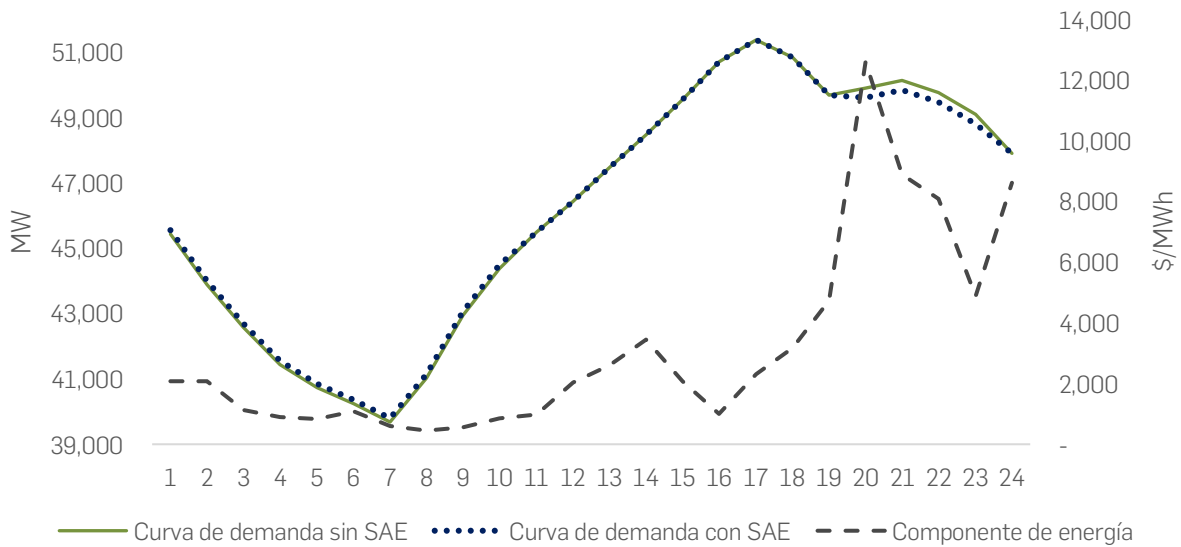
Para estimar el número de proyectos, se asumió que la capacidad promedio de las instalaciones industriales es de 4 MW, una estimación conservadora, dado que algunas cargas industriales son significativamente mayores. Con estos valores, se requieren 74 proyectos de SAE de 4 MW con una duración de 4 horas (ver Tabla 15). Estos sistemas, además de mejorar la calidad de la energía y proteger los equipos electrónicos de las cargas ante interrupciones súbitas, también ayudarían a reducir los elevados cargos por capacidad en las tarifas eléctricas reguladas y no reguladas, especialmente las que son en base horaria (ver Figura 17).

Tabla 15. Características SAE – Control de demanda industrial.

Características técnicas de baterías		
Batería para uso en el sector C&I		
Capacidad de batería	4	MW
Duración	4	hr
Almacenamiento teórico	16	MWh
Características económicas de baterías		
Batería para uso en el sector C&I		
CAPEX	2,732,000	USD/MW
Costo Nivelado de Almacenamiento	326,000	USD/MW-año

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard 2024 y NREL 2023.

Figura 17. Demanda horaria sin almacenamiento vs con almacenamiento (manejo de demanda industrial).

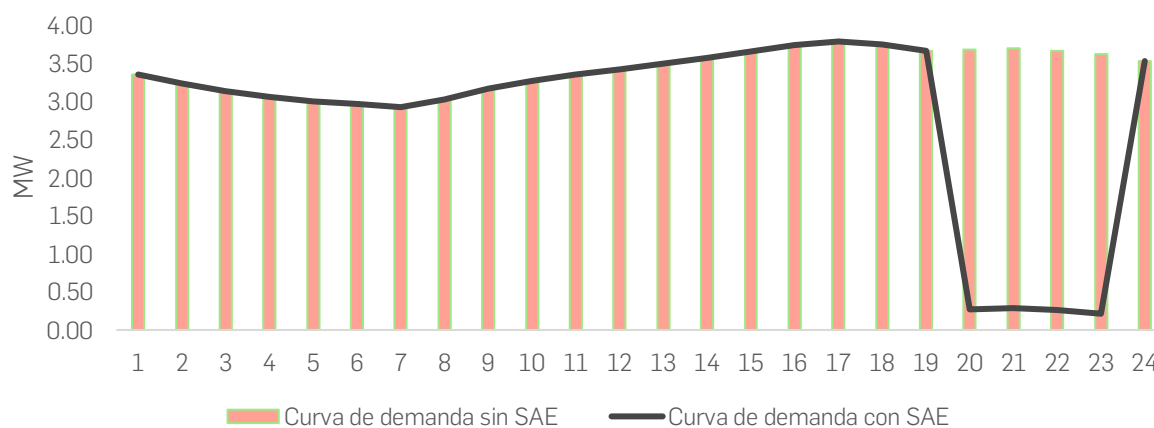


Fuente: Elaboración propia con información de CENACE.

7.1. Viabilidad de SAE para grandes consumidores

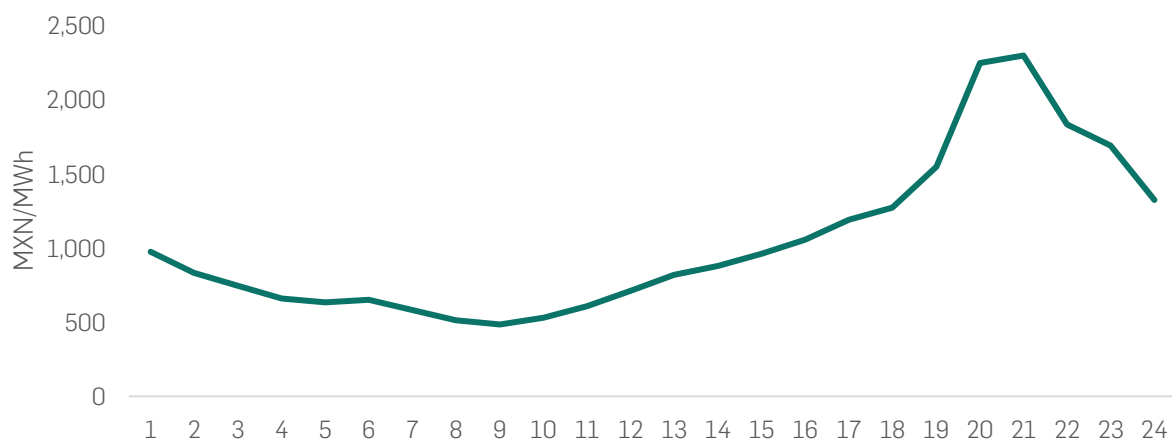
Para la aplicación del control de la demanda industrial, se considera la diferencia en los perfiles de carga con y sin baterías (ver Figura 18), teniendo en cuenta el impacto de su operación en el precio final debido a las variaciones en el valor del componente de energía en cada hora del día, así como la potencia evitada al reducir el consumo en horas críticas (ver Tabla 16). Esto incluye tanto el costo de cargar las baterías en horas de menor demanda como el ahorro obtenido al descargar la energía almacenada durante las horas en que el componente energético es más elevado. Siguiendo este enfoque, se utiliza el PML promedio en 2024 (Figura 19) para calcular el potencial de ahorro diario.

Figura 18. Curva de demanda industrial c/s batería – 4 MW.



Fuente: Elaboración propia con información de CENACE.

Figura 19. Promedio componente energía SIN 2024.



Fuente: Elaboración propia con información de CENACE.

Tabla 16. Oportunidad de arbitraje en el SIN 4 MW – 4h.

PML Carga MXN/MWh	PML Descarga MXN/MWh	Potencial Arbitraje MXN/MWh	Potencia evitada MW
659	2,016	1,356	3.4

Fuente: Elaboración propia.

La comparación entre la implementación de un sistema de almacenamiento de 4 h y la ausencia de este revela ventajas significativas. Además de evitar el pago de la energía durante las horas de

mayor costo, disminuye el gasto asociado al requerimiento de potencia y por lo tanto el precio del MBP, que juntos ascienden a 20,374,951 MXN cada año.

Ingreso anual por arbitraje	4,426,341 MXN
Costo evitado por potencia	15,948,610 MXN
Total ingreso	20,374,951 MXN

Al comparar el ingreso por arbitraje y los costos evitados por cargos de potencia contra el costo nivelado del almacenamiento, que asciende a 4,700,000 MXN, se observa una diferencia considerable de 20.3 MMMXN, lo que resalta la viabilidad económica y la eficiencia de incorporar SAE para la gestión de la demanda industrial.

En la Tabla 17 se presentan los costos unitarios y totales para los sistemas de almacenamiento aplicados al control de demanda industrial.

Tabla 17. Costos estimados unitarios y total para SAE – control de demanda industrial.

Costos Unitarios								Costo total	
Capacidad de batería (MW)	Hrs.	Capacidad de almacenamiento teórica (MWh)	Número de proyectos	CAPEX (USD/MW)	CAPEX (USD)	Costo Nivelado (USD/MW-año)	Costo Nivelado (USD/año)	CAPEX (MMUSD)	Costo Nivelado (MMUSD/año)
4	4	16	74	2,732,000	10,928,000	235,000	940,000	805	69

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard 2024 y NREL.

7.2. Brechas identificadas para el despliegue de SAE para grandes consumidores

Se identifican varias brechas en la articulación de este modelo de negocio. Para los usuarios de servicios básicos una de las principales dificultades es la falta de mecanismos para integrar la compensación por los servicios que estos sistemas ofrecen, como descuentos reflejados en la tarifa eléctrica. Actualmente, no existen esquemas que los incorporen formalmente como un servicio. Sin embargo, muchos de los usuarios de este segmento adquieren su suministro eléctrico a través de suministro calificado y contratos bilaterales, lo que puede facilitar la inclusión de acuerdos en dichos mecanismos con asesoría técnica.

Una forma efectiva de incentivar este modelo en el sector industrial sería articular la compensación por demanda controlable. Esto permitiría otorgar los servicios al sistema fortaleciendo los modelos de ingreso, adicional a permitir a las empresas gestionar mejor sus costos energéticos, aprovechando los beneficios de los SAE para optimizar la demanda y reducir los costos asociados a la energía en horas pico.

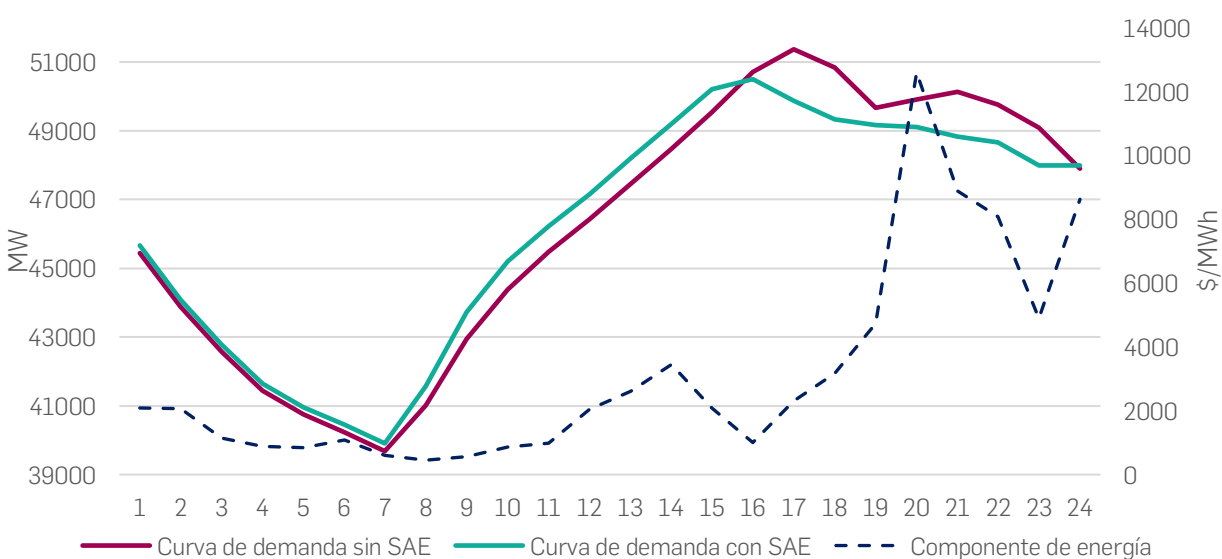
Además, es crucial ofrecer asesoría técnica y financiera para hacer bancables estos proyectos, asegurando que los usuarios industriales puedan acceder a apoyo técnico y financiero. Esto incentivaría la adopción de los SAE mediante esquemas que faciliten la viabilidad económica y la ejecución de los proyectos.

8. Evaluación para el despliegue de las propuestas

8.1. Integración del potencial de almacenamiento en el SIN

La Figura 20 muestra la integración del potencial de almacenamiento en el SIN al combinar tres escenarios clave: 10 mil proyectos en GD destinada al almacenamiento, el 5% de la capacidad instalada en plantas solares fotovoltaicas y eólicas, y la gestión de la demanda industrial. Estos tres escenarios permitirían alcanzar un total de 8,000 MWh de energía almacenada, que se carga durante las horas de baja demanda y se descarga en los picos, optimizando así el uso de la red eléctrica y mejorando la estabilidad del sistema.

Figura 20. Demanda horaria sin almacenamiento vs con almacenamiento (integración de las tres aplicaciones).



Fuente: Elaboración propia con información de CENACE.

8.2. Identificación y clasificación de parámetros técnicos y no técnicos

Después de analizar el potencial de almacenamiento en el SIN y los diferentes escenarios de despliegue de SAE, es fundamental evaluar las tecnologías de almacenamiento más adecuadas para cada aplicación. A continuación, se presenta una comparación y priorización detallada de las tecnologías disponibles, considerando tanto parámetros técnicos como no técnicos, para identificar las opciones más viables según las necesidades de generación distribuida, grandes consumidores y SAE para generadores.

La Tabla 18 muestra una comparación detallada de diversas tecnologías de almacenamiento de energía en términos de parámetros técnicos clave.

Tabla 18. Matriz de parámetros técnicos.

Parámetros	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
Eficiencia (AC-to-AC) (%)	81	80	64	85	92	92	86	96	81	85	72	72
C-Rate mín.	C/10	C/20	C/10	1C	C/4	C/4	C/4	C/4	C/8	C/8	C/8	C/8
C-Rate máx.	2C	C/6	C/4	4C	2C	1C	2C	10C	C/6	C/6	C/4	C/4
C-Rate máx. (horas)	0.5	6	4	0.25	0.5	1	0.5	0.1	6	6	4	4
DOD (%)	50	90	40	85	90	90	90	95	100	100	100	100
Temperatura máxima de operación (°C)	50	NA	NA	NA	55	55	65	65	NA	NA	50	50
Capex (\$/kWh)	226	21	48	2656	339	284	466	880	436	323	696	268
Desarrollo y Construcción (años)	0.25	5	3	1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1	1
Desarrollo y Construcción (meses)	3	60	36	12	6	6	6	6	6	6	12	12
Costo de operación (\$/kWh)	3	2	1	80	8	8	8	6	8	8	15	11
Densidad de energía (Wh/L)	75	1	4	110	470	410	410	410	220	215	45	42.5
Densidad de potencia (W/L)	355	NA	NA	7500	5050	5050	5050	5050	140	210	13	2
Tiempo de vida (en ciclos)	500	20000	20000	100000	3500	1500	3500	10000	5000	3500	4000	10000
Madurez tecnológica	M	M	C	CT	C	C	C	CT	C	D	CT	CT
Capacidad mínima	1	100	50	1	1	1	1	1	10	0.5	0.5	1
Capacidad máxima	40	5000	300	20	100	50	100	10	50	5	20	100

Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA.

La Tabla 19 clasifica los parámetros no técnicos que influyen en la implementación de las tecnologías de almacenamiento en diferentes contextos.

Tabla 19. Matriz de calificación para aspectos no técnicos.

Calificación	Experiencia CFE	Cadena de suministro	Disponibilidad materia prima	Prioridad de gobierno	Política de mercado disponible	Marco regulatorio adecuado	Aplicación en el mercado mexicano	Sostenibilidad y Regulaciones Ambientales
1	Ninguna mención	Capacidad de producción limitada	Materiales críticos son difíciles de obtener y escasos	Bajo apoyo o incentivos gubernamentales	La tecnología no está bien integrada en el MEM	No existen leyes, normativas o regulaciones específicas que apoyen o faciliten el uso de la tecnología en cuestión.	Pocos o ningún producto comercial disponible	Altos impactos ambientales y desafíos regulatorios
2	Considerado en documentos públicos	Capacidad de producción adecuada	Materiales críticos son moderadamente disponibles	Apoyo moderado o algunos incentivos disponibles	La tecnología está moderadamente integrada en el MEM	Existen algunas leyes, normativas o regulaciones, pero son limitadas o no están completamente desarrolladas para apoyar la tecnología de manera efectiva.	Algunos productos comerciales disponibles, pero con opciones limitadas	Impactos ambientales y regulatorios manejables
3	Proyecto desarrollado	Alta capacidad de producción	Materiales críticos son fácilmente disponibles y abundantes	Alto apoyo y numerosos incentivos disponibles	La tecnología está bien integrada y es fácil de implementar en el MEM	Existen leyes, normativas o regulaciones bien desarrolladas y específicas que apoyan y facilitan significativamente el uso de la tecnología.	Muchos productos comerciales disponibles con una amplia variedad de opciones	Bajos impactos ambientales y buena alineación con regulaciones

Fuente: Elaboración propia.

8.3. Asignación de puntuaciones

Se desarrollaron matrices similares a la que se presenta en la Tabla 20 para evaluar las tecnologías de almacenamiento en tres aplicaciones distintas: SAE para generadores, SAE para GD y SAE para grandes consumidores. Cada tabla considera parámetros técnicos críticos, como la eficiencia, la vida útil y la capacidad de almacenamiento.

Tabla 20. Matriz de puntuación para parámetros técnicos

Parámetros	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
Eficiencia	3.40	3.29	1.00	3.86	4.66	4.66	3.97	5.00	3.40	3.86	2.37	2.37
C-Rate	1.00	5.00	5.00	1.00	1.00	2.00	1.00	1.00	5.00	5.00	5.00	5.00
DoD	1.00	4.43	1.00	3.86	4.43	4.43	4.43	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Costo de capital inicial	4.7	4.4	4.3	2.0	3.8	4.1	3.4	2.0	3.5	3.9	2.3	3.2
Desarrollo y Construcción	5.00	1.00	2.14	4.43	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.43	4.43
Costo de operación	4.9	4.9	5.0	1.0	4.6	4.6	4.6	4.7	4.6	4.6	4.3	4.5
Espacio requerido	1.5	1.0	1.0	2.3	3.3	3.3	3.0	3.3	1.3	1.2	1.2	1.0
Tiempo de vida	1.00	1.78	1.78	5.00	1.12	1.04	1.12	1.38	1.18	1.12	1.14	1.38
Madurez tecnológica	5	5	4	3	4	4	4	3	4	2	3	3
Capacidad	1.0	5.0	5.0	1.0	5.0	1.0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 21 analiza diversos factores no técnicos que afectan la implementación de las tecnologías de almacenamiento, incluyendo el marco regulatorio, las políticas de mercado y la sostenibilidad ambiental.

Tabla 21. Matriz de puntuación de parámetros no técnicos

Parámetros	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
Experiencia CFE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cadena de suministro	3	2	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Disponibilidad materia prima o recurso	3	3	3	2	2	2	2	2	3	2	2	2
Prioridad de gobierno	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	1
Política de mercado disponible	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Marco regulatorio adecuado	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Aplicación en el mercado mexicano	3	2	1	1	3	3	3	2	2	2	1	1
Sostenibilidad y Regulaciones Ambientales	1	2	2	3	2	2	3	3	2	2	3	3

Fuente: Elaboración propia.

8.4. Ponderación de parámetros por aplicación

La Tabla 22 muestra la ponderación de los diferentes parámetros técnicos clave en la evaluación de tecnologías de almacenamiento de energía para las tres aplicaciones mencionadas. Esta ponderación se adapta a las necesidades específicas de cada aplicación.

Tabla 22. Matriz de ponderación de parámetros técnicos por aplicación.

Parámetros	SAEs para generadores	SAEs para GD	SAEs para grandes consumidores
Eficiencia	5%	8%	8%
C-Rate	10%	8%	6%
DoD	10%	8%	8%
Costo de capital inicial	15%	18%	18%
Desarrollo y Construcción	5%	3%	5%
Costo de operación	5%	3%	3%
Espacio requerido	5%	12%	12%
Tiempo de vida	15%	10%	10%
Madurez tecnológica	10%	10%	10%
Capacidad	20%	20%	20%

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 23 muestra el resultado de la evaluación los factores no técnicos que influyen en la implementación de tecnologías de almacenamiento, como la compatibilidad con el marco regulatorio y las barreras logísticas, según la aplicación.

Tabla 23. Matriz de ponderación de parámetros no técnicos por aplicación.

Parámetros	SAEs para generadores	SAEs para GD	SAEs para grandes consumidores
Experiencia CFE	2%	7%	6%
Cadena de suministro	21%	20%	20%
Disponibilidad materia prima	12%	11%	11%
Prioridad de gobierno	10%	9%	10%
Política de mercado disponible	10%	10%	10%
Marco regulatorio adecuado	20%	20%	20%
Productos en el mercado	10%	10%	10%
Sostenibilidad y Regulaciones Ambientales	15%	13%	13%

Fuente: Elaboración propia.

8.5. Cálculo de la idoneidad global

La Tabla 24 presenta una evaluación técnica detallada de diversas tecnologías de almacenamiento de energía, destacando que las baterías de iones de litio, especialmente las de Níquel Manganeso Cobalto y las de Fosfato de Hierro y Litio, son las más adecuadas para una amplia gama de aplicaciones debido a su rendimiento. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo también sobresale en aplicaciones a gran escala, como en SAE para generadores.

Tabla 24. Matriz de evaluación técnica.

Aplicación/Tecnología	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
SAEs para Generadores	0.50	0.78	0.67	0.52	0.71	0.58	0.69	0.50	0.60	0.58	0.53	0.72
Implementación de SAEs para GD - Residencial	0.69	0.58	0.48	0.67	0.75	0.77	0.72	0.69	0.57	0.71	0.64	0.68
Implementación de SAEs para GD - Comercial	0.67	0.60	0.49	0.66	0.74	0.76	0.71	0.67	0.57	0.71	0.64	0.68
Implementación de SAEs para Grandes Consumidores	0.51	0.60	0.49	0.50	0.74	0.60	0.71	0.51	0.57	0.55	0.48	0.52

Fuente: Elaboración propia.

La evaluación no técnica, que se presenta en la Tabla 25, considera factores como la facilidad de implementación, la regulación y el entorno operativo. En este análisis, el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo destaca como la opción más robusta para aplicaciones de gran escala, mientras que las baterías de litio y Níquel Manganeso Cobalto son las más adecuadas para aplicaciones de menor escala e industriales.

Tabla 25. Matriz de evaluación no técnica.

Aplicación/Tecnología	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeso y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
SAEs para Generadores	0.62	0.70	0.53	0.61	0.69	0.69	0.61	0.57	0.56	0.52	0.54	0.54
Implementación de SAEs para GD - Residencial	0.61	0.68	0.52	0.59	0.67	0.67	0.59	0.56	0.55	0.51	0.52	0.52
Implementación de SAEs para GD - Comercial	0.61	0.68	0.52	0.59	0.67	0.67	0.59	0.56	0.55	0.51	0.52	0.52
Implementación de SAEs para Grandes Consumidores	0.61	0.68	0.52	0.59	0.68	0.68	0.59	0.56	0.55	0.51	0.52	0.52

Fuente: Elaboración propia.

La matriz de resultados finales, Tabla 26, combina la evaluación técnica (ponderada al 65%) y la evaluación no técnica (ponderada al 35%). En todas las aplicaciones, las baterías de litio muestran un excelente equilibrio entre rendimiento técnico y viabilidad práctica. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo también se destaca en aplicaciones a gran escala, aunque no tiene la misma flexibilidad que las baterías de litio en aplicaciones más pequeñas o industriales.

Tabla 26. Matriz de resultado final.

Aplicación/Tecnología	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganese y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
SAEs para Generadores	0.54	0.75	0.62	0.55	0.71	0.62	0.66	0.53	0.59	0.56	0.53	0.66
Implementación de SAEs para GD - Residencial	0.66	0.62	0.49	0.64	0.73	0.74	0.68	0.64	0.57	0.64	0.60	0.62
Implementación de SAEs para GD - Comercial	0.65	0.63	0.50	0.63	0.72	0.73	0.66	0.63	0.57	0.64	0.60	0.62
Implementación de SAEs para Grandes Consumidores	0.54	0.63	0.50	0.53	0.72	0.63	0.66	0.53	0.57	0.54	0.50	0.52

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de esta metodología, que evalúa tanto parámetros técnicos como no técnicos, se concluye que las baterías de iones de litio son las más adecuadas para las aplicaciones evaluadas. Las baterías de Níquel Manganese Cobalto se destacan en primer lugar, seguidas por las baterías de Níquel Cobalto Aluminio y, finalmente, las baterías de Fosfato de Hierro y Litio.

Figura 21. Ranking de baterías.



Fuente: Elaboración propia.

8.6. Emisiones de CO₂ evitadas anualmente en el SIN

Las aplicaciones de almacenamiento analizadas para el SIN, utilizando un factor de emisión de 0.7 toneladas de CO₂ por cada MWh asociado a las plantas que cubren la demanda pico, permitirían evitar un total de 1,855,513 toneladas de CO₂ anualmente. En particular, la implementación de SAE para generadores, que combina un 5% de energía solar fotovoltaica y un 5% de energía eólica, contribuiría a la reducción de 1,018,679 toneladas de CO₂ al año. Esta reducción significativa se debe a que la energía almacenada proviene principalmente de fuentes renovables, las cuales no generan emisiones durante su operación.

En el caso del almacenamiento en GD, se evitarían 724,087 toneladas de CO₂ al año, debido a que la mayor parte de la energía almacenada también proviene de fuentes renovables.

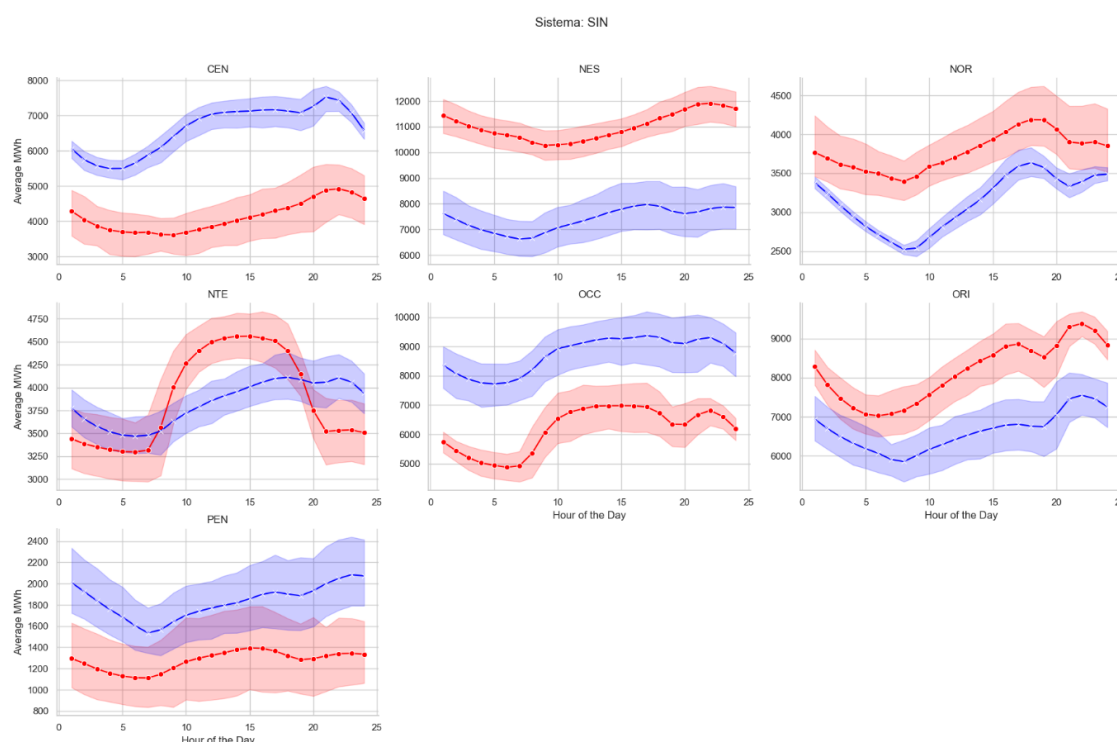
Por otro lado, el manejo de la demanda industrial, donde los SAE se aplican a grandes consumidores, permitiría una reducción de 112,748 toneladas de CO₂ anualmente. Aunque la energía almacenada en este caso proviene de la red, que aún tiene un factor de emisión asociado relativamente alto, se utiliza el factor de emisión promedio del SIN, que es de 0.438 toneladas de CO₂ por MWh. Si bien la carga de los sistemas de almacenamiento genera emisiones, la reducción total es significativa, ya que se evita el uso de tecnologías con factores de emisión más elevados.

Estas estrategias destacan el impacto positivo en la disminución de gases de efecto invernadero, promoviendo un sistema energético más sostenible y limpio a largo plazo.

9. Propuesta de proyecto piloto para el fortalecimiento de la red en la gerencia norte del SIN

El análisis de datos de la Gerencia de Control Regional (GCR) Norte en cuanto a demanda (en azul) y generación (en rojo) presentado en la Figura 22, muestra que esta zona es exportadora de energía, ya que la curva de generación supera a la demanda durante las horas de generación solar. Además, se observa un flujo inverso de energía cuando las plantas solares salen de operación, a alrededor de las 19:00 horas, coincidiendo con un aumento en la demanda nocturna. Esta dinámica resalta el potencial para la implementación de SAE, que optimizarían el uso de la energía generada y mejorarían la estabilidad de la red durante los picos de demanda.

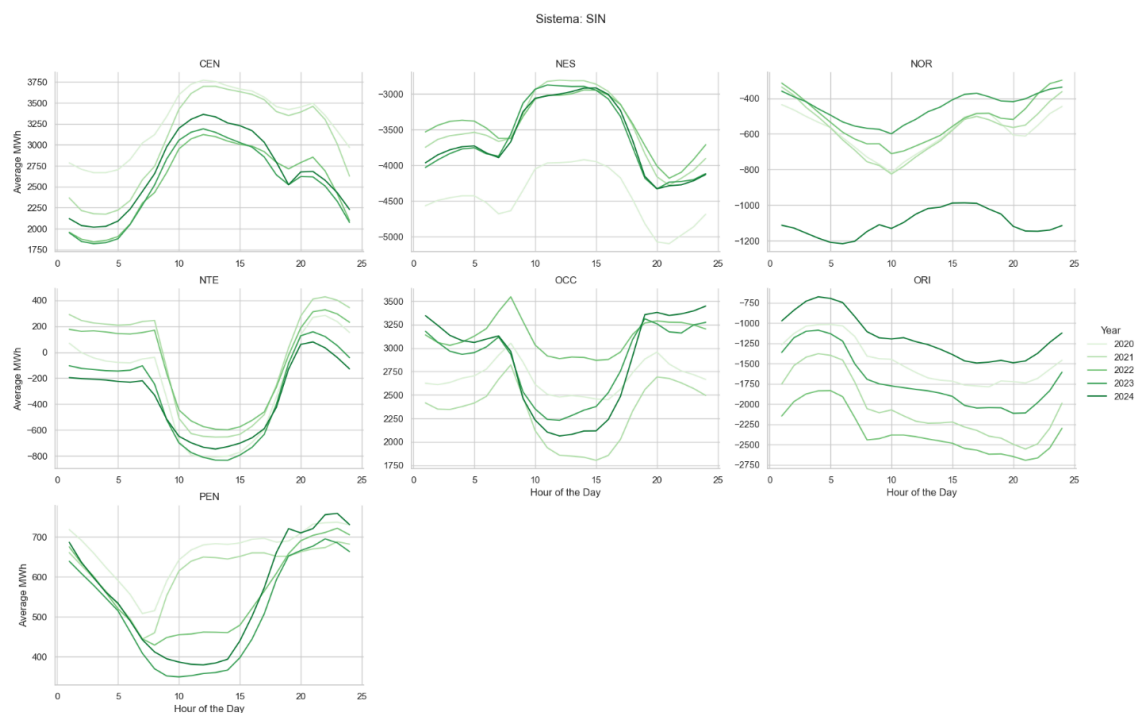
Figura 22. Demanda y generación por GCR en el SIN.



Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

El análisis de la demanda neta de energía eléctrica en la GCR Norte revela una alta penetración de energía solar fotovoltaica, lo que se traduce en una clara curva de pato. Esta característica muestra el potencial de los SAE para gestionar de manera eficiente la variabilidad entre la generación solar y la demanda eléctrica en la región.

Figura 23. Demanda neta de energía eléctrica por GCR del SIN.

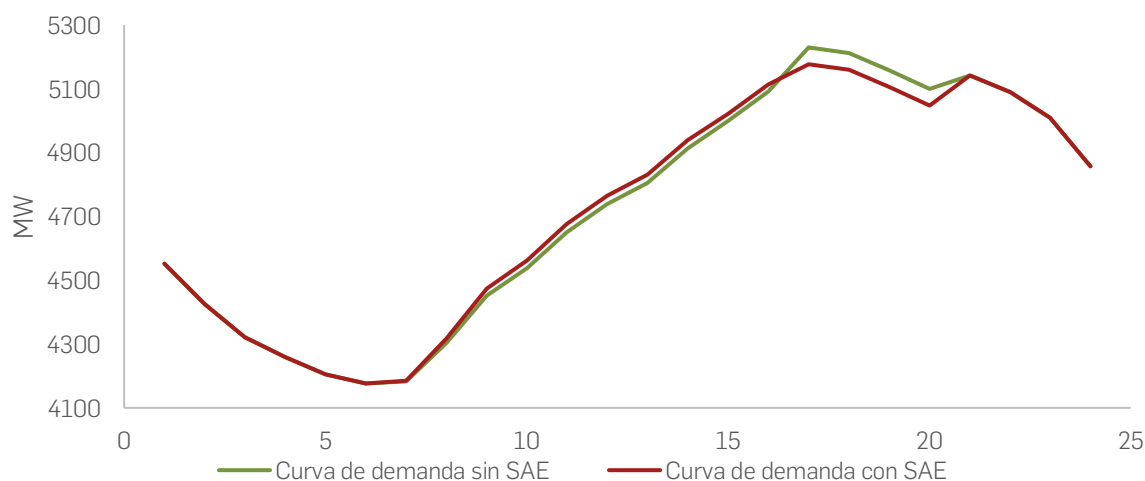


Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

Con base en este análisis, se propone la implementación de SAE en la GCR Norte, agregando el 5% de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, lo que equivale a 98.6 MW de los 1,972 MW instalados en la región. Se contempla un SAE con duración de 4 horas, que se cargará durante las horas de generación solar y descargará entre las 17:00 y 20:00 horas para reducir el pico de demanda.

En la Figura 24, se muestra el perfil de demanda del 5 de junio de 2024, día en que se presentó la demanda máxima. Con un sistema de almacenamiento de 211 MWh, se lograría una disminución significativa del pico de demanda.

Figura 24. Demanda horaria con almacenamiento y sin almacenamiento en la GCR Norte.



Fuente: Elaboración propia.

9.1. Evaluación de tecnología para aplicación en la GCR Norte

La Tabla 27 presenta los resultados de la implementación de almacenamiento en la **GCR Norte**, basados en la metodología que considera tanto **parámetros técnicos** como **no técnicos** para evaluar las tecnologías de almacenamiento más adecuadas. Las **baterías de litio** sobresalen como la mejor opción debido a su equilibrio entre aspectos técnicos y no técnicos, posicionándose como la tecnología más viable para cumplir los objetivos en la región.

Tabla 27. Resultado de la metodología para la implementación de almacenamiento en la GCR Norte.

Implementación de almacenamiento en la GCR Norte	Parámetros Técnicos											
	Baterías de ácido de plomo	Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo	Almacenamiento de energía con aire comprimido	Volantes de inercia	Batería de litio Níquel Manganeseo y Cobalto	Batería de litio Níquel Cobalto y Aluminio	Batería de fosfato de hierro y litio	Batería de titanato de litio	Batería de sodio-azufre	Batería de cloruro de sodio-níquel (ZEBRA)	Baterías de flujo zinc-bromo	Baterías de flujo redox de vanadio
	0.50	0.78	0.67	0.52	0.71	0.58	0.69	0.50	0.60	0.58	0.53	0.72
	Parámetros No Técnicos											
	0.62	0.70	0.53	0.61	0.69	0.69	0.61	0.57	0.56	0.52	0.54	0.54
	Matriz de Resultado Final											
	0.54	0.75	0.62	0.55	0.71	0.62	0.66	0.53	0.59	0.56	0.53	0.66

Fuente: Elaboración propia.

9.2. Costo estimado para la implementación

La Tabla 28 muestra las características técnicas y económicas de un SAE de 100 MW con una duración de 2 horas. El CAPEX total se estima en 127 millones de dólares, con un costo nivelado anual de 119 millones de dólares.

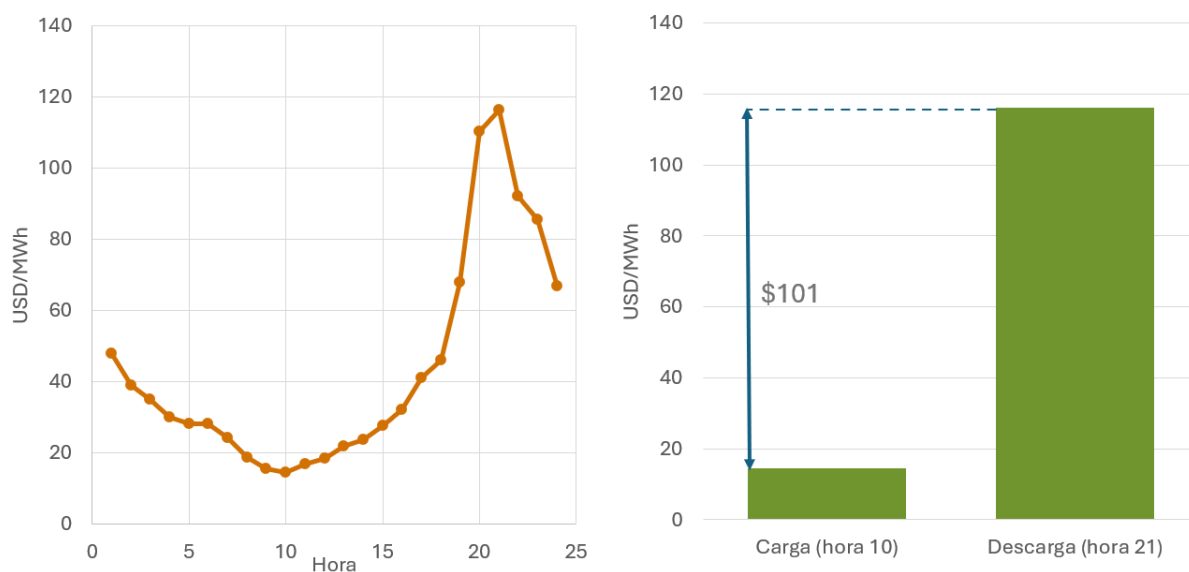
Tabla 28. Características técnicas y económicas de SAE a gran escala – GCR Norte.

Características técnicas de baterías		
Batería para Generadores		
Capacidad de batería	100	MW
Duración	2	hrs
Almacenamiento teórico	200	MWh
Características económicas de baterías		
Batería para Generadores		
CAPEX	1,278,000	USD/MW
Costo Nivelado de Almacenamiento	119,000	USD/MW-año
Número de proyectos		
Proyectos	1	
Costo total		
Batería para Generadores		
CAPEX	128	MMUSD
Costo Nivelado de Almacenamiento	11.9	MMUSD/año

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard 2024 y NREL.

Para evaluar el potencial de arbitraje energético, se toma como referencia el PML de la Zona de Carga Camargo, ubicada en la GCR Norte, la cual muestra una significativa diferencia en el PML entre los periodos de carga y descarga, como se observa en la Figura 25. Los operadores de almacenamiento en esta región pueden aprovechar estas variaciones, haciendo de la GCR Norte un entorno favorable para la implementación de SAE.

Figura 25. Valor máximo y mínimo del PML promedio en la Zona de Carga Camargo, 2024.



Fuente: Elaboración propia con información de CENACE

9.3. Emisiones de CO₂ potencialmente evitadas en la GCR Norte

La implementación de SAE en la GCR Norte, junto con la generación renovable, podría evitar aproximadamente 53,910 toneladas de CO₂ al año, basándose en un factor de emisión de 0.7 toneladas de CO₂ por cada MWh y considerando una generación de 211 MWh diarios. Este impacto demuestra la importancia de aplicar soluciones energéticas sostenibles, que no solo contribuyen a la reducción de gases de efecto invernadero, sino que también promueven un sistema energético más eficiente y limpio en la región.

10. Hoja de ruta para el despliegue estratégico del almacenamiento de energía en México

Después de analizar las oportunidades y desafíos del almacenamiento de energía en el SEN, es crucial establecer una guía estratégica para implementar de manera efectiva estas tecnologías a nivel nacional. La hoja de ruta es el siguiente paso natural en la integración del almacenamiento de energía, proporcionando una serie de objetivos estratégicos y acciones clave diseñadas para maximizar su impacto en el sistema eléctrico.

Este plan estratégico se enfocaría en mejorar la eficiencia del mercado eléctrico, promover la innovación tecnológica, y garantizar la viabilidad económica y técnica de los proyectos de almacenamiento de energía. Con ello, se asegura una transición energética más limpia, resiliente y sustentable para México.

Se consideran los siguientes pasos, para los cuales se proponen acciones específicas, hitos, un posible período de implementación, y los actores clave a considerar. Los tiempos deberán ajustarse dependiendo de cuándo se inicie la implementación de las acciones propuestas, y si éstas tienen ajustes en cuanto a alcances.

(i) Consolidar las bases operativas de información y tecnología comunicaciones

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Fortalecer los sistemas de comunicación a nivel transmisión y distribución	Aumento de la capacidad de comunicación en las redes de transmisión y distribución.	Febrero – Junio 2025	CFE Transmisión, CFE Distribución, CENACE, Proveedores de tecnología.
Implementar protocolos de estandarización para la operación de SAE en el sistema eléctrico nacional	Protocolos de interconexión, seguridad y transferencia de datos aprobados.	Julio – Diciembre 2025	CENACE, CRE, CFE Transmisión, CFE Distribución, SENER.
Incrementar la frecuencia de reporte de datos de consumo a nivel usuario final y operadores de SAE	Sistema de monitoreo de datos de consumo en tiempo real implementado.	Enero – Marzo 2026	CFE, CENACE, Proveedores de tecnología de medición.
Habilitar la transferencia en tiempo real de datos de medición para operadores de SAE	Implementación de plataformas para acceso a datos en tiempo real por operadores de SAE.	Abril – Junio 2026	CFE Transmisión, CENACE, Proveedores de tecnología.

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Establecer sistemas de acceso a información estandarizados para usuarios finales y operadores de SAE	Creación de sistemas accesibles de datos estandarizados para usuarios finales y operadores.	Julio – Diciembre 2026	CENACE, CFE, Desarrolladores de SAE, Proveedores de software.
Desarrollar herramientas de software para coordinación en tiempo real entre ISO y operadores de SAE	Implementación de una plataforma digital de coordinación en tiempo real.	Enero – Junio 2027	CENACE, CFE, Desarrolladores de software, Proveedores de SAE
Garantizar la calidad y disponibilidad de datos para la operación de los SAE	Sistema de garantía de calidad de datos en operación para SAE desplegado.	Julio – Diciembre 2027	CFE, CENACE, Proveedores de tecnología.
Crear incentivos para el desarrollo de herramientas de tecnologías de información que mejoren la gestión de SAE	Programa de incentivos económicos y normativos lanzado para desarrolladores de TI especializados.	Enero – Marzo 2028	SENER, CRE, Secretaría de Hacienda, Inversionistas privados.

(ii) Desplegar SAE asociados y no asociados a centrales eléctricas

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Análisis de Capacidad en Generadores Solares y Eólicos	Capacidad adicional de 5% en generadores renovables identificada, priorizando zonas clave.	Febrero – Abril 2025	CENACE, SENER, CFE Transmisión, Empresas generadoras
Estudios de Viabilidad Técnica y Económica para SAEs	Estudios de viabilidad validados para todos los proyectos identificados.	Abril – Junio 2025	CFE Transmisión, Consultores externos, CFE Corporativo
Despliegue de Proyectos Piloto de SAE Asociados	Primera fase de proyectos piloto en operación.	Julio – Diciembre 2025	CFE Transmisión, Empresas privadas, Inversionistas
Definir Incentivos Regulatorios para SAE	Incentivos regulatorios aprobados para la integración de SAE.	Enero – Junio 2026	CRE, SENER, CFE Corporativo
Revisión de la Inclusión de SAE en Infraestructura de Transmisión y Distribución	Regulación ajustada para incluir SAE como parte de la infraestructura de transmisión.	Julio – Diciembre 2026	CRE, SENER, CFE Transmisión, CFE Distribución

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Implementación de Herramientas de Software para Coordinación con CENACE	Herramientas de software operativas para monitoreo de SAE en tiempo real.	Enero – Junio 2027	CENACE, CFE Transmisión, Empresas tecnológicas
Revisión de Límites en Contratos de Conexión para SAE	Contratos de interconexión ajustados para incluir hasta 5% de capacidad de SAE sin nuevos estudios.	Julio – Diciembre 2027	CENACE, CRE, CFE Transmisión
Incorporación de SAE en Proyectos del PAMRNT	SAE incluidos como solución complementaria en proyectos críticos del PAMRNT.	Enero – Junio 2028	CENACE, CFE Transmisión, CFE Corporativo
Identificación de Zonas Prioritarias y Dimensionamiento de SAE	Zonas prioritarias para instalación de SAE y sistemas dimensionados.	Julio – Diciembre 2028	CENACE, CFE Transmisión, CFE Distribución

(iii) Implementar piloto de SAE en la GCR Norte

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Análisis detallado de la demanda y generación en la GCR Norte	Informe de análisis de la demanda y generación que identifique las horas críticas y las necesidades de almacenamiento en la región.	Febrero – Abril 2025	CENACE, CFE Transmisión, CFE Distribución
Selección de tecnologías de almacenamiento adecuadas	Selección de las tecnologías más eficientes, con preferencia por baterías de litio, basadas en la demanda y generación renovable local.	Abril – Junio 2025	CFE Transmisión, Proveedores de Tecnología, Consultores Externos
Desarrollo de estudios de viabilidad técnica y económica	Finalización de estudios de viabilidad para la integración de almacenamiento en la GCR Norte.	Julio – Septiembre 2025	CFE, Consultores Externos
Despliegue de proyectos piloto de almacenamiento	Implementación de los primeros proyectos piloto de SAE en la región, con un enfoque en optimizar el manejo de picos de demanda.	Octubre – Diciembre 2025	CFE Transmisión, Proveedores de Tecnología
Implementación del sistema de monitoreo de SAE en tiempo real	Plataforma de monitoreo en tiempo real de los SAE instalados en la GCR Norte para ajuste y optimización.	Enero – Junio 2026	CENACE, CFE Transmisión, Consultores Tecnológicos

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Monitoreo y evaluación trimestral de resultados	Informe trimestral de la operación y resultados de los sistemas de almacenamiento en la GCR Norte.	Julio 2026 – Diciembre 2027	CFE Transmisión, CENACE
Revisión y ajuste de la estrategia de almacenamiento en la GCR Norte	Ajuste estratégico basado en la evaluación del desempeño de los SAE en la región.	Enero – Marzo 2028	CFE, CENACE, Proveedores de Tecnología

(iv) Desplegar SAE para generación distribuida

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Definir características y Realizar un análisis de usuarios de Generación Distribuida (GD) para identificar potenciales usuarios de SAE	Capacidad adicional de 20% identificada en más de 380,000 sistemas GD.	Febrero – Abril 2025	CENACE, SENER, CFE Distribución, CFE Transmisión
Desarrollar estudios de viabilidad técnica y económica para la integración de SAE en proyectos de GD	Estudios validados para la integración de 76,000 SAE a nivel nacional.	Abril – Junio 2025	CFE Distribución, Consultores externos, FIDE, CONUEE
Definir el esquema de control del sistema para integrar SAE en generación distribuida	Protocolo de control del sistema definido para garantizar la operación de SAE.	Julio – Diciembre 2025	CENACE, CFE Distribución, CFE Transmisión
Desarrollar un marco normativo para asegurar la calidad y confiabilidad de los equipos SAE	Normas publicadas para estandarización y calidad de equipos SAE.	Enero – Marzo 2026	CRE, CFE Distribución, FIDE, CONUEE
Implementar programas de financiamiento a través de FIDE y CONUEE	Primer ciclo de programas de financiamiento y apoyo para instalación de SAE.	Abril – Diciembre 2026	FIDE, CONUEE, Inversionistas Privados
Identificar la idoneidad de usuarios para programas de SAE	Base de datos de usuarios potenciales lista para acceder a financiamiento.	Julio – Septiembre 2026	CFE Distribución, FIDE, CONUEE
Revisar contraprestaciones por servicios de capacidad y otros servicios auxiliares ofrecidos a la red por SAE en GD	Estructura de contraprestaciones aprobada y publicada para servicios de capacidad.	Octubre – Diciembre 2026	CRE, CFE Distribución, Suministradores de Servicios Básicos

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Desplegar los primeros proyectos de SAE en GD con enfoque en electromovilidad y proyectos residenciales	Proyectos piloto instalados y operando en diversas regiones del país.	Enero – Junio 2027	CFE Distribución, FIDE, Empresas privadas
Monitoreo de la operación y reportes de impacto del despliegue de SAE	Primer ciclo de evaluación de desempeño de SAE en GD.	Julio – Diciembre 2027	CFE Distribución, CENACE, CRE

(v) Implementar SAE para grandes consumidores

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Análisis de capacidad de demanda industrial	Identificación de cargas industriales que puedan beneficiarse de SAE en zonas estratégicas del SIN.	Febrero – Abril 2025	CFE Transmisión, CFE Distribución, CENACE, Empresas Industriales
Estudio de viabilidad técnica y económica	Informe de viabilidad para la integración de 74 proyectos de almacenamiento con 4 MW de capacidad por 4 horas.	Abril – Junio 2025	CFE, Consultores Externos, Empresas Industriales
Definición de incentivos regulatorios	Propuesta de incentivos y descuentos tarifarios para grandes consumidores que utilicen SAE.	Julio – Septiembre 2025	CRE, SENER, CFE Transmisión, CFE Distribución
Desarrollo de programas piloto	Despliegue de 10 proyectos piloto de almacenamiento para usuarios industriales.	Octubre – Diciembre 2025	CFE, Empresas Industriales, Proveedores de Tecnología
Revisión de regulación para permitir al Suministro Básico la adquisición de potencia por medio de SAE	Evaluación regulatoria para que el Suministro Básico adquiera potencia mediante almacenamiento.	Enero – Marzo 2026	CRE, SENER, CFE Suministro Básico
Implementación de SAE en usuarios industriales	Instalación de 74 proyectos de SAE en centros de carga industrial, optimizando el control de demanda y calidad de energía.	Enero 2026 – Diciembre 2027	CFE Transmisión, Empresas Industriales, Proveedores de Tecnología
Monitoreo y evaluación de resultados	Informe trimestral sobre la operación y eficiencia de los SAE en usuarios industriales, con seguimiento a ahorros en capacidad y arbitraje de energía.	Enero 2026 – Diciembre 2027	CFE Transmisión, CENACE, Empresas Industriales

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Revisión para permitir al suministrador representar activos de administración de demanda (SAE)	Ajustes regulatorios para que el suministrador pueda gestionar activos de almacenamiento en representación de los usuarios.	Abril – Junio 2026	CRE, CFE Suministro Básico, CFE Corporativo
Facilidades de financiamiento para adquisición de SAE	Implementación de programas en FIDE y CONUEE para proveer información y financiamiento accesible para la adquisición de SAE.	Julio – Diciembre 2026	FIDE, CONUEE, Empresas Industriales, Suministradores Calificados
Revisión de compensaciones por servicios de red	Definición de contraprestaciones por servicios de capacidad y calidad a la red a partir de SAE.	Enero – Junio 2026	CFE Corporativo, CFE Distribución, CRE
Estandarización de procesos de conexión y operación de SAE	Implementación de protocolos estandarizados para la conexión de SAE a la red en centros de carga industrial.	Enero – Junio 2027	CFE Transmisión, CFE Distribución, CENACE

(vi) Difundir la viabilidad técnico-económica de proyectos de almacenamiento en México

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Realizar estudios de viabilidad técnico-económica para proporcionar Servicios Conexos	Estudios finalizados y reportados	2025-2028	CENACE, CFE, CRE, SENER, Inversionistas
Realizar estudios de viabilidad técnico-económica en proyectos de Transmisión	Evaluaciones técnicas completadas	2025-2026	SENER, CRE, CENACE, INEEL
Publicar metodología para determinar el valor económico de sistemas de almacenamiento en el MEM	Metodología de evaluación económica aprobada y publicada.	2024-2025	CRE, CENACE, INEEL, SENER, CFE, Empresas inversionistas

(vii) Formar recursos humanos especializados en las distintas tecnologías de almacenamiento

Acción	Hito Definido	Periodo de Implementación	Actores Clave
Crear un centro de conocimiento especializado en almacenamiento de energía	Centro de conocimiento operativo	2025-2028	SENER, Institutos, Universidades, Fondos de cooperación Internacionales, Sector Industrial, CENACE
Formar redes temáticas de colaboración con especialistas en tecnologías de almacenamiento	Redes de colaboración establecidas	2025-2028	SENER, SECIHTI, CRE, CENACE, Academia, INEEL, Industria
Tener un laboratorio equipado para simular y evaluar tecnologías de almacenamiento	Laboratorio equipado y operativo	2025-2028	INEEL, CENIDET, IER, SENER, CANAME

Conclusiones y recomendaciones

En el contexto actual, el SEN enfrenta desafíos críticos derivados de la creciente demanda energética, la insuficiencia de infraestructura de transmisión y la necesidad urgente de integrar más energías renovables. A medida que el país avanza hacia una transición energética más justa y sustentable, el almacenamiento de energía se posiciona como una tecnología clave para resolver estos problemas, mejorar la estabilidad del sistema y garantizar el suministro eléctrico.

Las siguientes recomendaciones están dirigidas a la próxima administración federal y buscan delinear acciones estratégicas que pueden emprenderse a corto y mediano plazo para fortalecer el SEN. Estas medidas no solo facilitan la integración de SAE y otras soluciones innovadoras, sino que también promueven el crecimiento de energías limpias, la modernización de la infraestructura eléctrica y el desarrollo económico sustentable del país. Estas recomendaciones están diseñadas para apoyar una transición energética exitosa, basándose en los retos y oportunidades identificados en el análisis del sistema eléctrico mexicano.

- Fortalecer la infraestructura de transmisión y distribución de energía: Priorizar la modernización de la red eléctrica nacional, enfocándose en aquellas regiones con alta penetración de energías renovables para mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema.
 - Crear incentivos económicos claros para el almacenamiento de energía: Establecer un esquema de incentivos económicos que fomente la inversión en almacenamiento de energía, tanto a nivel de generación a gran escala como en generación distribuida y grandes consumidores industriales.
 - Desarrollar un marco regulatorio robusto para el almacenamiento de energía: Actualizar la normativa para integrar el almacenamiento de energía como un componente esencial del SEN, permitiendo una mayor flexibilidad operativa y facilitando la entrada de más energías renovables.
 - Promover programas de financiamiento para la adopción de tecnologías de almacenamiento en pequeña escala: Implementar mecanismos de financiamiento accesibles, a través de entidades como el FIDE, para apoyar la adopción de sistemas de almacenamiento de energía en pequeñas y medianas empresas, así como en usuarios residenciales.
 - Optimizar la operación de la red mediante tecnologías digitales: Establecer plataformas digitales para la coordinación en tiempo real entre operadores de sistemas de almacenamiento y el CENACE, garantizando una operación más eficiente del SEN y mejorando la gestión de la demanda.
 - Fomentar la formación y especialización de recursos humanos: Crear programas de capacitación técnica en tecnologías de almacenamiento de energía y otros temas relacionados con la transición energética, asegurando una fuerza laboral capacitada para los desafíos del futuro.
-

- Establecer proyectos piloto para evaluar nuevas tecnologías: Implementar proyectos piloto en regiones clave (como la Gerencia de Control Regional Norte) que utilicen tecnologías emergentes de almacenamiento, con el objetivo de recopilar datos y ajustar estrategias a nivel nacional.
-

Referencias

- Centro Nacional de Control de Energía (n.d.) Sistema de Información del Mercado <https://www.cenace.gob.mx/APSIM.aspx>
- CFE (n.d.) Distribución de energía eléctrica <https://www.cfe.mx/distribucion/Pages/default.aspx>
- EPRI (2010) Electricity Energy Storage Technology Options <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>
- IEEE (2023) Energy Storage Technologies for Modern Power Systems: A Detailed Analysis of Functionalities, Potentials, and Impacts <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=10121760>
- INEEC (2020) Catálogo de Tecnologías de almacenamiento de energía https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/590035/11_INFORME_D2_Catalogo_de_Tecnologias_Almacenamiento_Energia_ESPANOL_CGMCC.pdf
- Invenergy (n.d.) La Toba Energy Center <https://invenergy.com/projects/case-studies/la-toba-energy-center>
- IRENA (2020) Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_storage_valuation_2020.pdf?rev=6f01e9ba6d1f40aeba0044ad747ed03d
- Lazard (2024) Levelized cost of energy plus <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>
- National Renewable Energy Laboratory (2024) Annual Technology Baseline (ATB) 2024 <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/about>
- Secretaría de Energía (2024) Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2024-2038 https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx
- Secretaría de Energía (2024) Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024-2038 <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Prodesen.aspx>
- WEC (2020) Five Steps to Energy Storage https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf

