



**CRÉE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# INFORME TÉCNICO PARA CONSULTA PÚBLICA

Julio de 2024

Elementos Normativos para  
Sistemas de Almacenamiento  
de Energía (SAE)

CREE-CP-04-2024



Elaborado por:  
*Comisión Reguladora de  
Energía Eléctrica (CREE)*

## Índice de contenido

1.	Introducción .....	2
2.	Antecedentes.....	2
3.	Objetivo de la Consulta Pública .....	3
4.	Desarrollo de los Sistemas de Almacenamiento de Energía dentro de la Estructura Normativa Existente.....	3
4.1.	Definición de Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) .....	3
4.2.	SAE en centrales generadoras híbridas.....	4
4.3.	SAE como activos de transmisión .....	7
4.4.	Operación de SAE incorporados detrás del medidor para que operen de manera híbrida con unidades de generación de usuarios finales .....	7
4.5.	Normativa vigente que requiere cambios derivados de la implementación de los SAE. ....	8
5.	Propuesta de Consulta Pública .....	8
6.	Generalidades de la Consulta Pública.....	8
	ANEXO Cronograma de consulta pública .....	10

## 1. Introducción

El Mercado Eléctrico de Honduras es altamente dependiente de combustibles fósiles: en 2022 un 39% de la energía generada en el Sistema Interconectado Nacional de Honduras fue producida por fuentes que utilizan combustibles fósiles, principalmente combustible residual pesado (búnker) y diésel, fuentes altamente dependientes de los precios de combustibles internacionales que han experimentado fuertes variaciones, impactando en los costos marginales del sistema.

En tanto se ha producido un desarrollo significativo de capacidad de energías renovables variables (solar fotovoltaica y eólica), llegando a representar el 22% del mix de energía. No obstante, debido a la naturaleza variable de dichas tecnologías, la capacidad de generación de las energías renovables variables ha sido limitada por el Centro Nacional de Despacho (CND) con el objetivo de mantener la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

La integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el sistema eléctrico nacional representa una estrategia clave para incrementar la estabilidad, eficiencia y sostenibilidad del suministro eléctrico en Honduras. Ante el escenario de transición energética y el creciente aporte de generación de energía proveniente de fuentes renovables intermitentes, los SAE emergen como soluciones técnicas importantes para garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

Por otro lado, un entendimiento profundo de las especificaciones técnicas y operativas de los SAE es fundamental para desarrollar un marco regulatorio congruente que permita su integración eficaz en el mercado y sistema eléctrico nacional considerando las capacidades y limitaciones de los SAE y los desafíos normativos que enfrenta su adopción.

Con el objetivo de incentivar una mayor participación de fuentes de generación variable, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) está interesada en evaluar el rol de los SAE en el sistema eléctrico, tecnología que puede complementarse con las energías renovables variables. La CREE ha identificado que se debe revisar el marco regulatorio actual para identificar posibles barreras a la integración de los SAE, así como vacíos en la regulación que conviene llenar para permitir y facilitar el desarrollo e instalación de los SAE.

## 2. Antecedentes

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, y reformada mediante decretos legislativos números 61-2020, 2-2022 y 46-2022; tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

En ese sentido, en la referida Ley se establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como expedir las regulaciones, normas y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento de este.

Por otro lado, la CREE identificó la necesidad de establecer una definición y clasificación adecuada de los SAE en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad.

Adicionalmente, es de interés de esta Comisión que la regulación nacional establezca claramente los procedimientos de conexión de estos sistemas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), sus diferentes esquemas de participación en el mercado y los marcos retributivos respectivos en cada caso.

En vista de lo anterior, la CREE, en el ejercicio de su función de emitir y revisar la reglamentación requerida para el correcto funcionamiento del subsector eléctrico de Honduras, somete a consulta pública la propuesta de disposiciones normativas a incorporar en el marco regulatorio que permitan regular de manera eficiente los sistemas de almacenamiento de energía.

### **3. Objetivo de la Consulta Pública**

Someter a consulta pública ante los distintos actores del subsector eléctrico y la ciudadanía en general, la propuesta de disposiciones normativas a incorporar en el marco regulatorio que permitan regular de manera eficiente los sistemas de almacenamiento de energía.

### **4. Desarrollo de los Sistemas de Almacenamiento de Energía dentro de la Estructura Normativa Existente.**

#### **4.1. Definición de Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE)**

Para desarrollar una propuesta para incorporar a los sistemas de almacenamiento de energía en la normativa del sector eléctrico de Honduras, es necesario en primer lugar establecer una definición que recoja las características y posibilidades tecnológicas de éstos dentro del marco de la legislación hondureña y que sirva de referencia conceptual para el desarrollo normativo.

Es importante destacar que el almacenamiento de energía, entendido de manera general como guardar energía para usarla posteriormente, puede referirse al almacenamiento de agua en un embalse hidroeléctrico, al almacenamiento de combustible en tanques en una central generadora térmica, o al inventario de bagazo o aserrín en una central de biomasa. Sin embargo, el análisis comparado de la regulación internacional muestra que, en el contexto de la regulación eléctrica, el almacenamiento de energía se refiere específicamente al almacenamiento de electricidad o a la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se puede almacenar para utilizarla posteriormente nuevamente como energía eléctrica.

Entonces, parece apropiado que la definición de sistemas de almacenamiento de energía se refiera a la capacidad de los SAE de tomar energía eléctrica, almacenarla de alguna forma, para utilizarla posteriormente. Esta definición abarca cualquier tecnología de almacenamiento empleada en un sistema eléctrico, como baterías, volantes de inercia, estaciones de bombeo y otras similares, excluyendo las formas tradicionales de almacenamiento de energía que no son objeto de esta consultoría. Por lo tanto, una central hidroeléctrica de bombeo podría ser considerada un SAE según la interpretación más ampliamente aceptada, pero el término no se aplicaría a una planta hidroeléctrica convencional, aunque disponga de un embalse, ni a una planta termoeléctrica que almacene combustible o biomasa.

En conclusión, la definición que se sugiere adoptar para los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la regulación del sector eléctrico hondureño es la siguiente:

**Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE):** Conjunto de dispositivos capaces de convertir la energía eléctrica en una forma de energía que puede ser almacenada y reconvertirla en energía eléctrica para su uso en un momento posterior.

Tomando en consideración el marco legal vigente existen áreas dentro de la regulación que ofrecen oportunidades para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía como a continuación se describen:

- **Como parte de Centrales Híbridas:** La regulación permite la combinación de diferentes fuentes de generación de energía, lo que podría incluir SAE para optimizar la producción y el almacenamiento.
- **Activos de Transmisión y Distribución:** Los SAE podrían ser considerados como activos que contribuyen a la estabilidad y eficiencia de la red, especialmente para la gestión de picos de demanda y el suministro de servicios complementarios.
- **Instalaciones de Usuarios:** Los usuarios finales pueden instalar SAE para gestionar su consumo energético, aumentando su eficiencia y reduciendo costos, dentro del marco de la autoproducción y las microrredes.

#### 4.2. SAE en centrales generadoras híbridas

En este documento se definen como centrales generadoras híbridas a centrales generadoras renovables o convencionales a las que se les ha asociado unidades de almacenamiento de energía con las que funcionan en conjunto. Adicionalmente, se propone que la regulación inicial no permita la carga de los SAE desde la red; es decir, los SAE solo se cargarían desde la central generadora original y no desde la red eléctrica.

Adicionalmente, se tratará de manera indistinta como SAE a todos los diferentes tipos de sistemas de almacenamiento, incluyendo aquellos compuestos por baterías de ion-litio, las centrales hidroeléctricas de bombeo, y los sistemas de almacenamiento de aire comprimido, entre otros.

#### Centrales generadoras híbridas en la provisión de reservas para el control de frecuencia.

El mercado eléctrico de Honduras presenta condiciones similares a las jurisdicciones de Chile y Colombia cuando fueron desarrollados los SAE referidos. En particular, el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), en su Título VI establece lo siguiente:

- Define los servicios complementarios, incluyendo el “control de frecuencia el cual incluye la Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación Secundaria de Frecuencia, Regulación Terciaria de Frecuencia (incluyendo la Reserva Fría), y la demanda interrumpible” (artículo 59).
- Establece que la provisión de los servicios complementarios es una “obligación para los Agentes del MEN la cual no estará sujeta a remuneración adicional.” (Artículo 60).
- Establece que “todas las unidades generadoras que cumplan los requisitos técnicos...”, “...deberán prestar el servicio de control de frecuencia, aportando la reserva asignada” (artículo 64).

Aunque no está especificado así en el ROM, la obligación de prestar servicios complementarios sin remuneración se refiere solamente a un nivel mínimo más allá del cual los agentes sí tendrán derecho a remuneración. Pero, en suma, la normativa vigente estipula que el control de frecuencia es obligatorio para los generadores y que debe ser provisto por todas las unidades que satisfagan los requisitos técnicos para tal servicio.

Por ende, de manera similar a lo observado en Chile y Colombia, la incorporación de SAE en centrales generadoras existentes para formar centrales híbridas puede tener impactos inmediatos en el despacho de las unidades generadoras que proveen reserva para el servicio de control de frecuencia, elevando los ingresos de las centrales en el mercado eléctrico, siendo esto un incentivo para que los generadores incorporen sistemas de almacenamiento por iniciativa propia.

Como primera medida, se debe procurar que en el marco regulatorio hondureño no existan obstáculos al desarrollo de SAE. Bajo la definición adoptada, las centrales generadoras híbridas no retirarían energía de la red.

### **Potencia firme de las centrales generadoras híbridas**

Otro elemento clave es establecer de manera explícita que a las centrales generadoras híbridas se les reconozca el aporte a la suficiencia que realizan (esto es la capacidad de abastecer la demanda máxima del sistema) y con ello reciban pagos por su aporte de potencia firme.

La normativa vigente contempla una metodología para calcular el aporte a la suficiencia del sistema eléctrico de las centrales generadoras. Dicha metodología está en la Norma Técnica de Potencia Firme y varía dependiendo del tipo de central. Para ello se definen dos grupos de centrales:

- Centrales térmicas o geotérmicas.
- Centrales que usan fuentes de energía renovables: las cuales incluyen plantas que utilizan recursos renovables diferentes de la geotermia, divididas en tres subgrupos: las que no tienen ninguna capacidad de almacenamiento de energía ni de regulación; las que tienen diferentes niveles de capacidad de regulación, diaria, semanal y mensual, y las centrales hidroeléctricas con embalses anuales o plurianuales.

Para determinar la potencia firme del segundo grupo, el Operador del Sistema debe llevar a cabo simulaciones del despacho económico del sistema eléctrico para el año para el cual serán válidas las potencias firmes que determine, y para cien diferentes escenarios de aportes de las fuentes de energía renovable. Esas simulaciones sirven en primer lugar para identificar el período de 12 semanas consecutivas en que el sistema eléctrico está más exigido, aquel durante el cual se produce el mayor “requerimiento térmico,” es decir, la mayor suma de generación con combustibles fósiles, energía no suministrada e importación neta. Dentro de ese lapso, el Operador del Sistema debe luego encontrar las horas en que se producen los valores mínimos del margen entre potencia disponible prevista y demanda horaria proyectada. Eso es equivalente a detectar las horas con máximo riesgo de falla. Fijando un valor pequeño de ese margen, el Operador del Sistema examinará los grupos de horas que surgen, con valores del margen iguales o menores que el valor fijado, buscando lograr bloques uniformes de horas a lo largo de la semana. Haciendo variar el margen fijado debe llegar a identificar el que produce el más regular conjunto de bloques de horas, el cual constituirá el “período crítico del sistema.” Finalmente, con base en los resultados de la simulación, el Operador del Sistema debe determinar la potencia firme para cada central que usa una fuente de energía renovable como la potencia promedio

que haya aportado durante las horas del período crítico en el escenario de aportes que tiene una probabilidad de excedencia del 95 por ciento.

Tal como fue descrito, la Norma Técnica de Potencia Firme incluye la clasificación de centrales hidroeléctricas con almacenamiento, pero no las centrales híbridas. La norma actualmente no desarrolla una metodología para determinar la potencia firme de centrales solares y eólicas con sistemas de almacenamiento de energía incorporados.

Se recomienda describir de manera explícita la descripción de la metodología para el cálculo de la potencia firme de las centrales generadoras a las que se les ha añadido sistemas de almacenamiento de energía. La metodología propuesta para centrales híbridas considera la necesidad de simular la gestión del sistema de almacenamiento de energía asociado y de optimizar la operación de toda la central. La optimización de la operación de la central híbrida significa maximizar el valor económico de la energía inyectada por ella a la red. Esta optimización requiere que el modelo de cómputo utilizado gestione la carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía que forma parte de la central.

### **Despacho de centrales híbridas**

Los SAE que operen de manera conjunta con unidades generadoras pueden cargarse directamente de la generación de las centrales sin tener que efectuar retiros del sistema eléctrico. Además, la operación híbrida de un sistema de almacenamiento con una central renovable de carácter intermitente permite modular las inyecciones, reduciendo la variabilidad de la potencia generada con la central renovable operando sola.

Es recomendable establecer las siguientes restricciones a la operación de los sistemas de almacenamiento asociados a centrales generadoras para constituir centrales híbridas: i) que no se carguen retirando energía del sistema eléctrico, y ii) que sea el Operador del Sistema quien realice la coordinación y despacho de la central híbrida. De esa manera, la incorporación de sistemas de almacenamiento no produce impactos significativos en la operación del sistema eléctrico ni en su coordinación por parte del Operador del Sistema.

Dado lo anterior, no se requieren cambios relevantes a la Norma Técnica de la Programación de la Operación. Dada las condiciones señaladas en el párrafo anterior, se proponen los siguientes modos de operación de los SAE que operan de manera híbrida con unidades generadoras:

- **Modo carga:** Consiste en la transformación de la energía eléctrica producida por la unidad generadora en otro tipo de energía con fines de almacenamiento. Se reitera que la carga no se realiza desde la red eléctrica.
- **Modo de descarga:** Transformación de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento en energía eléctrica, inyectándola así a la red eléctrica.
- **Modo de generación directa:** Inyección directa desde la unidad generadora a la red, sin intervención del sistema de almacenamiento.

En relación con la operación en los modos de descarga y modo de generación directa, estos pueden ocurrir simultáneamente; el Operador del Sistema puede utilizar el costo variable de la unidad generadora para determinar el modo de generación directa. En tanto, para el modo de descarga y en la planificación operativa de corto plazo, el Operador del Sistema debe considerar un costo variable de referencia del SAE.

### 4.3. SAE como activos de transmisión

#### Permitir que SAE se desarrollen como activos de transmisión

Un incentivo al desarrollo de SAE que se introdujo en Chile y Colombia fue la incorporación de SAE como activos de transmisión, esto implica que sean remunerados como activos regulados (ingresos garantizados), lo que permite disminuir el riesgo para potenciales inversionistas (ampliando la base de posibles interesados).

En Chile, y previo a la entrada en vigencia del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión algunos agentes tenían la convicción de que los SAE de larga duración destinados a disminuir los costos de operación del sistema podrían ingresar como activos de transmisión y, por ende, recibir una remuneración fija. En ese contexto y durante la planificación anual de la transmisión, diversos actores han propuesto la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía en el segmento de transmisión como activos pertenecientes a dicho segmento. Finalmente, la normativa vigente no permite los sistemas de almacenamiento de larga duración como activos de transmisión para no afectar al mercado de generación y su formación de precios. La normativa vigente permite a sistemas de almacenamiento de energía intensivos en potencia (con una duración menor o igual a 0,5 horas) o aquellos sistemas de almacenamiento de energía intensivos en energía (con una duración menor o igual a 5 horas).

Entre los procesos de planificación anual realizados entre 2019 y 2023, se han presentado más de 15 proyectos de almacenamiento. Hasta la fecha, el único proyecto de almacenamiento incorporado en la planificación de la transmisión es un sistema de control de flujo basado en baterías, con una capacidad de 500 MVA y una capacidad de almacenamiento de energía de 125 MWh. Este proyecto, cuyo proceso de licitación se condujo este año, tiene como objetivo controlar el flujo en situaciones de contingencia en un corredor de transmisión de 500 kV<sup>1</sup>, permitió aumentar la capacidad de transporte de dicho corredor en operación normal.

La normativa actual en Chile impide que las empresas transmisoras participen en los mercados de generación y distribución. En este contexto, los sistemas de almacenamiento desarrollados como activos de transmisión se ven limitados a prestar servicios exclusivamente en el ámbito de la transmisión. Sin embargo, actualmente se está debatiendo en el Congreso chileno un proyecto de ley que busca, entre otros cambios, eliminar esta restricción, permitiendo que los activos de almacenamiento operados por empresas transmisoras puedan ingresar al segmento de generación. Esto impulsaría la competitividad en el mercado de generación.

En el caso de Colombia, durante 2021 la Unidad de Planeamiento Minero Energética UPME anunció la licitación para adjudicar el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de Sistemas de Baterías de 45 MWh y duración mínima de 1 hora para abordar los problemas derivados de la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía dentro del Sistema de Transmisión Regional.

### 4.4. Operación de SAE incorporados detrás del medidor para que operen de manera híbrida con unidades de generación de usuarios finales

La integración de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en las instalaciones de los usuarios de la empresa Distribuidora (independientemente del nivel de tensión) con el fin de

---

<sup>1</sup> La licitación fue declarada desierta puesto que las ofertas presentadas estaban por sobre el valor máximo a adjudicar definido por la autoridad regulatoria (Comisión Nacional de Energía, "CNE"). La normativa permite volver a licitar los activos declarados desiertos, sin embargo, no hay información respecto a si éstos se volverán a licitar o no.

operar en conjunto con unidades de generación de estos y llevar a cabo actividades de autoproducción debe ser fácil de implementar. Una característica en este apartado es que no se permita que los SAE retiren energía de la red para el proceso de carga, ni que modifiquen la potencia máxima de retiro e inyección del cliente.

Adicionalmente, la incorporación de SAE no debe modificar la tarifa aplicable a estos clientes.

#### **4.5. Normativa vigente que requiere cambios derivados de la implementación de los SAE.**

Considerando lo expuesto en las secciones anteriores y a fin de una adecuada incorporación de los SAE en el mercado eléctrico nacional, a continuación, se muestran el marco regulatorio vigente que precisa de cambios y que se someten a consulta pública:

- Reglamento de la LGIE.
- Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)
- Reglamento de Tarifas.
- Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.
- Norma Técnica de Potencia Firme.
- Norma Técnica de Programación de la Operación.
- Norma Técnica de Medición Comercial.
- Norma Técnica de Inspección y Verificación.
- Norma Técnica de Acceso, Conexión y Uso de la Red de Transmisión.
- Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores.

### **5. Propuesta de Consulta Pública**

La propuesta de elementos normativos sujetos a consulta pública está contenida en el documento denominado "elementos normativos SAE" en formato de pdf.

### **6. Generalidades de la Consulta Pública**

El Procedimiento para Consultas Públicas de la CREE, en su Artículo 1, párrafo 2, indica: *"Al establecer un mecanismo estructurado, se estandariza una práctica no vinculante y homogénea que permite obtener la opinión de las personas o partes potencialmente impactadas por la reglamentación propuesta o asunto en consulta, disponiendo de elementos que promuevan la participación efectiva, asegurando transparencia, adecuada difusión y suficiente información."*

Descripción de los plazos previstos para la presente consulta pública, mismos que se ilustran en el Anexo:

- a) El plazo para presentación de posiciones, observaciones y comentarios será de diez (10) días hábiles contados a partir de la fecha que se indique en la invitación a la consulta. Ante solicitud justificada de parte interesada, o de considerarlo necesario por la CREE, ésta podrá ampliar el plazo hasta por quince (15) días calendario adicionales del plazo original.
- b) Dentro de los dos (2) días hábiles siguientes al cierre del proceso de consulta, la CREE publicará en su sitio web dedicado a la consulta el documento "Informe de

Comentarios Recibidos” conteniendo las opiniones, comentarios y observaciones recibidas y admisibles.

- c) La CREE tendrá un plazo de hasta quince (15) días calendario, para analizar los comentarios recibidos que califican como admisibles y publicar en su sitio web el Informe de Resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso. Si no es posible publicarlo dentro del plazo en mención, la CREE informará el nuevo plazo, que no podrá ser mayor a quince (15) días calendario adicionales.

