

**Contacto CONAMER**

GLS-CULS-AMMDC-BDD0241592

**De:** direccion@acenergia.com.mx  
**Enviado el:** martes, 11 de junio de 2024 12:53 p. m.  
**Para:** Contacto CONAMER  
**CC:** 'Francisco Con Garza'  
**Asunto:** Comentarios al No. de Expediente 65/0006/060524, Anteproyecto relativo al Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de carácter general para la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía  
**Datos adjuntos:** ACE Comentarios sobre las DACGs de Almacenamiento de Energía 240610.pdf

**Comisión Nacional de Mejora Regulatoria**  
**Boulevard Adolfo López Mateos No. 3025, piso 8**  
**San Jerónimo Aculco, Del. Magdalena Contreras, Ciudad de México, C.P. 10400**  
**Presente**

A quien corresponda:

En relación con el Anteproyecto relativo al Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de carácter general para la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional, publicado en el Portal de la CONAMER para consulta pública el 6 de mayo de 2024, con **Número de Expediente: 65/0006/060524**, la Asociación de Comercializadores de Energía (ACE), anexa al presente los Comentarios realizados al contenido del Proyecto de Disposiciones.

Quedamos atentos en el caso de requerir alguna información adicional.

**Atentamente**  
**Francisco Granados Rojas**  
**Director de la Asociación de Comercializadores de Energía, A.C.**





Ciudad de México, a 10 de junio de 2024

**Comisión Nacional de Mejora Regulatoria**

Boulevard Adolfo López Mateos No. 3025, piso 8  
San Jerónimo Aculco, Del. Magdalena Contreras  
Ciudad de México, C.P. 10400

Asunto: Comentarios al anteproyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General para la Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional

A quien corresponda:

Hago referencia al anteproyecto de “Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el cual se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional” (el “Anteproyecto”), publicado el 6 de mayo de 2024 en el portal de internet de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (la “CONAMER”) bajo el número de expediente 65/0006/060524 para su consulta pública y emisión de comentarios por los interesados.

Sobre el particular, la Asociación de Comercializadores de Energía, A.C. (la “ACE”), por mi conducto, atentamente realiza los siguientes comentarios a la CONAMER para que estos sean remitidos a la Comisión Reguladora de Energía (la “CRE”) con el objetivo de contribuir al desarrollo de la regulación que permita la incorporación de tecnologías de almacenamiento de energía en beneficio del Sistema Eléctrico Nacional (el “SEN”).

Como antecedente, y para resaltar la importancia que se espera que los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (los “SAE”) represente para el SEN, cabe mencionar que la Secretaría de Energía (la “SENER”) publicó el pasado mes de abril de 2024 la Prospectiva del Sector Eléctrico 2023-2037<sup>1</sup> (la “Prospectiva 2024”), documento que presenta en su apartado **3.3.1 Adiciones de Capacidad de Energía Eléctrica**, para el corto plazo (**2023-2026**) una adición de 20,425 MW, de los cuales **2,336 MW serían de bancos de baterías**; mientras que en el largo plazo (**2027-2037**), la SENER prevé la integración de 39,658 MW de capacidad, de los cuales **5,520 MW serían a través de bancos de baterías**.

---

<sup>1</sup> [https://base.energia.gob.mx/Prospectivas23/PSE\\_23-37\\_VF.pdf](https://base.energia.gob.mx/Prospectivas23/PSE_23-37_VF.pdf)



Cabe mencionar que la función de estos bancos de baterías, de acuerdo con las condiciones del Sistema, sería la que comúnmente se denomina **de arbitraje de energía**, es decir, los SAE estarían proporcionando potencia y energía en las horas pico y/o de mínima reserva del SEN.

De los argumentos arriba enunciados, la ACE, deduce que las adiciones están consideradas como de Capacidad. Los bancos de baterías que tuvieran la función de control de rampa y regulación en centrales de tecnologías variables, y que son los que hasta la fecha el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha solicitado en los requisitos de infraestructura de interconexión para algunas Centrales de tecnologías renovables variables, hasta ahora no se consideran que adicionan Capacidad, puesto que en esa modalidad se diseñan y operan para mitigar la variabilidad de la entrega de energía de la central de que se trate.

La ACE considera muy importante que se reconozca y diferencie la función del **Sistema de Almacenamiento de Energía para arbitraje de la función de SAE para control de rampa y regulación (servicios conexos asociados a la variabilidad de la central cuando esté operando)**.

La razón fundamental de esto es que los productos son muy diferentes; por ejemplo:

- El modelo de negocio del SAE de arbitraje tiene que ver con reaccionar a los diferenciales de precio que se pueden obtener entre el costo de la energía utilizada para cargar el SAE y el precio de venta de la energía al descargar el SAE. En este caso, la descarga sería fundamentalmente cuando no está operando la central intermitente, donde además se podría obtener el producto Potencia para acreditación en el Mercado de Balance de Potencia (MBP), y el horario para carga y descarga, así como el dimensionamiento del SAE, obedecerían a razones económicas.
- Por otro lado, el SAE para control de rampa y regulación **es un SAE neutro energéticamente en tiempos cortos**, usualmente de 15 a 20 minutos. El dimensionamiento de estos SAE tendrá que ver con los estimados de variabilidad de la central intermitente (mitigación del efecto nube y apoyo de regulación), donde CENACE es quien, de acuerdo con sus estudios establecerá este dimensionamiento.

Lo más relevante en esta distinción es que el diseño del SAE se hace considerando a qué función va a estar dedicado, puesto que los ciclos de carga y descarga y la profundidad de descarga son muy diferentes entre el SAE de arbitraje y el SAE de control de rampa y regulación.

La tabla que se presenta a continuación ejemplifica algunas diferentes aplicaciones para los SAEs, con sus características principales, en línea con lo descrito anteriormente.



**Table 2.1 ESGAS Application Details**

Application	Capacity Requirement	Classification	Discharge Cycles per Year	Applicable Technologies
Peak Pricing Arbitrage	4-6 hours	Bulk Storage	200-400	Advanced Batteries, Compressed Air Energy Storage (CAES), Pumped Storage
Generation Capacity	2-6 hours	Bulk Storage	200-600	Advanced Batteries, CAES, Pumped Storage
Transmission and Distribution (T&D) Asset Capacity	2-4 hours	Bulk Storage	201-600	Advanced Batteries, CAES
Frequency Regulation	1-15 mins	Ancillary/Power Services	1,000-20,000	Advanced Batteries, Flywheels, Ultracapacitors
Volt/VAR Support	1-15 mins	Ancillary/Power Services	1,000-20,000	Li-ion, Advanced Lead-Acid, Flywheels, Ultracapacitors
Renewables Ramping/Smoothing	1-15 mins	Ancillary/Power Services	500-10,000	Advanced Batteries, Flywheels, Ultracapacitors

(Source: Navigant Research)

Derivado de las adiciones de capacidad presentadas en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038<sup>2</sup> (el “PRODESEN”) recientemente publicado por la SENER, así como en la Prospectiva citada anteriormente, la ACE concluye que los SAE considerados por esta autoridad tienen el propósito de contribuir a **mantener los Márgenes de Reserva Operativa y de Planeación**, por lo que, si no se desarrollan o instalan los bancos de baterías ahí descritos como SAE de arbitraje, esa cantidad de capacidad tendría que ser cubierta con algún tipo de tecnología de generación, encareciendo la operación del SEN por la disminución en los factores de planta, perdiendo la oportunidad de optimizar la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que también pueden utilizar los bancos de baterías. Es por esta razón que creemos que es de suma importancia que el Anteproyecto considere a mayor detalle la figura de SAE de arbitraje y distinga con mayor claridad su función del SAE para control de rampa y regulación.

En este sentido, la ACE pone a consideración de la Comisión las observaciones presentadas a continuación, esperando que estas contribuyan al establecimiento de un entorno regulatorio que facilite el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de energía.

Atentamente

Francisco J. Con Garza

Presidente de la

**Asociación de Comercializadores de Energía, A.C.**

<sup>2</sup> <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>



# Observaciones

Cláusula	Observación
<p><b>1.1. Objetivo general.</b> Las presentes Disposiciones tienen por objeto establecer las condiciones generales bajo las cuales se realizará la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a fin de que ésta se realice de manera ordenada y económicamente viable, permitiendo contrarrestar la variabilidad de las Centrales Eléctricas de tecnología intermitente y aprovechar los productos y servicios que pueden ofrecer los SAE para mejorar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.</p>	<p>En este objetivo se deben entender la integración de SAE para control de rampa y regulación, por un lado, así como la integración de SAE para arbitraje, por otro lado; los primeros apoyando en mitigar la variabilidad de las centrales intermitentes, y los segundos proporcionando energía y potencia al MEM. Aquí es necesario ser explícito en estas funciones.</p>
<p><b>XXII SAE-AA:</b> Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica asociado a un esquema de Abasto Aislado. Modalidad en la que el SAE se incorpora a una Central Eléctrica intermitente cuya generación se destina al Abasto Aislado para la satisfacción de necesidades propias;</p>	<p>Se sugiere eliminar esta restricción y ser general y no estar solamente asociado a una central de tecnología de generación variable.</p> <p>Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) no solo contribuyen a mitigar la variabilidad de las centrales renovables, como bien se reconoce en el Objetivo General de las DACG para Sistemas de Almacenamiento de Energía: “y aprovechar los productos y servicios que pueden ofrecer los SAE para mejorar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN”.</p> <p>Los SAE pueden ayudar a optimizar la infraestructura de red eléctrica de la RNT y RGD, por lo que en este sentido limitar los SAE-AA solo a casos con centrales</p>

	<p>intermitentes excluiría la posibilidad de instalar estos sistemas en puntos de carga con centrales de combustión (ya sean de combustión interna o turbinas de gas o inclusive esquemas de cogeneración), que son la mayoría de los casos de abasto aislado.</p> <p>En esa línea de ideas, de eliminarse la restricción actual en los SAE-AA para solo centrales renovables y poder aplicarse con cualquier tecnología, fundamentalmente serían SAE de arbitraje y ayudarían a aliviar congestiones en la RNT y RGD además de que permitirían un crecimiento de carga sin impactar adversamente a las redes de suministro. En principio su apoyo o beneficio al sistema es similar al que proporcionaría el SAE-CC.</p> <p>Mantener la restricción de SAE-AA para que se use solo con centrales intermitentes, provocaría que esta modalidad tenga muy poco desarrollo. Pensando no solo en los AA actuales, sino en los potenciales a desarrollarse, como se ha mencionado, la gran mayoría de la capacidad será con centrales de combustión más que con centrales renovables, pues estas requieren significativamente menos espacio físico, recurso muy restringido en parques industriales, y proveen firmeza en el suministro.</p>
<p><b>XXIII SAE-CE:</b> Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica asociado a una Central Eléctrica. Modalidad en la cual se integra un SAE a una Central Eléctrica intermitente, existente o nueva, y que comparten el mismo Punto de Interconexión. Sus características y modos de operación deberán responder a las presentes Disposiciones con base en los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad y los planes de expansión del SEN;</p>	<p>La definición propuesta limita esta modalidad para Centrales Intermitentes solamente.</p> <p>En los SAE-CE es conveniente que se diferencie de manera explícita el SAE de arbitraje y el SAE para control de rampa y regulación. Se deduce que si el SAE operará cuando la central está funcionando, y si se establece que sus características serán definidas por CENACE conforme los estudios de interconexión, se trata de un SAE de control de rampa y regulación. Pero como ya se explicó, puede hacer sentido económico para un generador instalar un SAE de arbitraje que le permitiría optimizar la entrega de energía de la central intermitente y poder obtener un margen de utilidad en la entrega de energía y el beneficio de acreditar el producto Potencia, en cuyo caso el diseño y dimensionamiento será</p>

	<p>fundamentalmente por razones económicas. Si fuera CENACE el que definiera la instalación y dimensionamiento del SAE de arbitraje, implicaría también que estaría tomando su control en la carga y descarga en la operación normal y no exclusivamente ante emergencias. Es necesario que quede esto definido claramente.</p> <p>Existe una oportunidad para se puedan desarrollar SAE-CE de arbitraje de una manera rápida y es que se aplique el Manual de Interconexión y Conexión considerando que si el SAE de arbitraje es menor al 5% de la capacidad de la central solo se requiere un estudio versión rápida, esto conforme el Manual, simplificando estudios y tiempo de entrega de resultados. Si consideramos que existen instalados 7,945 MW solares y 7,695 MW eólicos, el potencial a instalarse pudiera ser de casi 800 MW y pudiera servir como primera experiencia para desarrollos mayores.</p> <p>En los SAE-CE es necesario se incluya la opción de aplicación también a centrales eléctricas de tecnologías convencionales (térmicas u otras despachables), con la ventaja inicial de que se cuenta ya con la infraestructura para que su interconexión sea relativamente económica. Se entiende que se requerirán estudios de interconexión donde se considere la capacidad existente más la capacidad del SAE para asegurar la suficiencia en la capacidad de la red para la descarga coincidente. El SAE que potencialmente se pueda desarrollar en esta modalidad sería un SAE de arbitraje, el permitir esta modalidad sería una posibilidad más de optimización de infraestructura de la central con un modelo de negocio basado en las rentas por el diferencial de energía y por el producto Potencia logrado.</p>
<p><b>XXVI SAE no Asociado:</b> SAE que no estará integrado a una Central Eléctrica o Centro de Carga, observándose de manera independiente su inyección y/o consumo a la RNT o a las RGD y</p>	<p>En esta modalidad entrarían:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) SAE que operen para arbitraje (conectados en la RNT o RGD);</li> <li>2) los que operen como elementos de la RNT o RGD para alivio de congestión en transmisión o transformación (se recomienda considerar su</li> </ol>

<p>requiere de un Permiso de Generación otorgado por la Comisión. Sus características y modos de operación deberán responder a las presentes Disposiciones con base en los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad y los planes de expansión del SEN;</p>	<p>asignación por temporada abierta o por subastas de capacidad);</p> <p>3) los que opere la RNT o RGD para permitir mayor integración renovable distribuida o los que opere la RNT o RGD para permitir compensar respuesta a la frecuencia (regulación) y permitir mayor integración.</p> <p>Los esquemas 2 y 3 podrían estar asociados a esquemas de temporada abierta, en los que podrían participar centros de carga y centrales renovables interesadas.</p> <p>En los SAE no Asociados es importante primeramente se identifique que podrán desarrollarse tanto SAE de arbitraje como SAE de Control de rampa y regulación, los primeros normalmente para mitigar sobrecargas de transmisión o transformación en la RNT y RGD, y SAE de control de rampa y regulación que podrán ser incorporados para incrementar la capacidad del sistema en su capacidad de regulación para permitir una mayor penetración de generación intermitente distribuida. Esto último pudiera ser el caso en los sistemas de BC, BCS y Mulegé, o incluso en el SIN en algunas regiones geográficas.</p> <p>Al ser infraestructura (activos) que se incorporarán a la RNT y/o RGD, los mecanismos para su financiamiento pudieran ser temporadas abiertas, otorgando derechos de conexión a los participantes que apoyaron al financiamiento para el desarrollo del SAE que permitió resolver la congestión; también pueden ser instruidos al Transportista o Distribuidor, y financiados mediante los instrumentos convencionales de PIDIREGAS o pudiera incluso ser bajo la modalidad de contratista.</p>
<p>2.6 Para las Centrales Eléctricas existentes, la integración de un SAE será considerada como una modificación técnica, por lo que tendrá que ingresar la solicitud de Estudios correspondiente ante el CENACE, así como la modificación del Permiso, de</p>	<p>Se sugiere que diga “Conforme lo establecido en el MIC”. En la sección 2.10.1 se dice esto, pero es conveniente reiterarlo aquí, para que si se trata de la incorporación de un SAE de una capacidad menor a 5% de la capacidad de la Central, pueda ser realizado en estudios versión rápida.</p>



<p>conformidad con lo establecido en el numeral 7.8 de las presentes Disposiciones y la regulación vigente aplicable.</p>	<p>En la sección 7.8 se dice “que se otorgará el permiso siempre y cuando los estudios de CENACE establezcan el requerimiento necesario”. Es claro que CENACE puede establecer un requerimiento para un SAE que opere para control de rampa y regulación, así lo ha hecho, pero no es claro que CENACE pueda establecer un requerimiento de un SAE para arbitraje para su integración a una central eléctrica.</p>
<p>2.10.4 Para las Centrales Eléctricas intermitentes, los perfiles de inyección deberán ser minutales de al menos una semana para el (los) escenario(s) más críticos de aleatoriedad estimada. El Estudio de Interconexión solicitado al CENACE deberá presentar un único perfil horario de inyección para el conjunto SAE-CE.</p>	<p>Debe aclarar que esto es para un SAE para control de rampa y regulación.</p>
<p>2.10.5 Al realizar la solicitud al CENACE para el Estudio de Interconexión del conjunto SAE-CE, el solicitante deberá presentar el perfil de generación horario con el cual se planea operar dicho conjunto, considerando para la disponibilidad de la Central Eléctrica intermitente, su necesidad de cubrir sus usos propios y de llevar a cabo la carga de su SAE asociado.</p>	<p>Aclarar que es para un SAE de arbitraje.</p>
<p>2.10.7 El solicitante podrá proponer la Potencia SAE, la cual, para la modalidad SAE-CE podrá ser como máximo igual a la capacidad instalada de la Central Eléctrica intermitente a</p>	<p>La redacción en las DACG, especifica que la capacidad instalada para los SAE-CE no podrá superar la capacidad instalada de la Central Eléctrica intermitente. Creemos que es sumamente importante cambiar la redacción para que permitan instalar SAE-CE con una capacidad mayor a la capacidad de la Central Eléctrica intermitente; y que</p>



<p>la que se desee asociar y deberá ser, al menos, igual a la capacidad mínima determinada por el CENACE en los Estudios eléctricos. En el mismo sentido, en caso de que la Potencia SAE propuesta por el solicitante sea mayor a la mínima potencia requerida por el CENACE, la Potencia SAE propuesta por el solicitante será la considerada en los Estudios Eléctricos.</p>	<p>el criterio sea que, en ningún momento la inyección de energía eléctrica a la Red Eléctrica podrá superar la capacidad de potencia neta establecida en el Contrato de Interconexión.</p>
<p>2.10.9 Para aquellas Solicitudes de Estudios de Interconexión en cualquier etapa (Indicativo, Impacto o Instalaciones), en los términos que establece el MIC, el CENACE podrá analizar el requerimiento de un SAE para una Central Eléctrica intermitente a fin de garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad y los planes de expansión del SEN.</p>	<p>Es conveniente identificar SAE para regulación/reserva en vez de solo indicar que para garantizar confiabilidad. Llevar claramente la identificación de SAE de arbitraje y de regulación.</p>
<p>2.10.10 Para contrarrestar la variabilidad de la inyección a la Red Eléctrica por la intermitencia de la fuente primaria de energía, y garantizar la Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva y del Requisito de Potencia en las horas de demanda pico, así como para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, y con base en los resultados de los Estudios de Interconexión, el CENACE podrá</p>	<p>Si el SAE es para contrarrestar la variabilidad de la central intermitente, es un SAE de control de rampa y regulación, y como ya se dijo estos son neutros energéticamente en ventanas usualmente de 15 a 20 minutos y CENACE lo determina en función de la variabilidad estimada. Si el SAE es para Margen de Reserva y Requisito de Potencia en horas de demanda máxima, es un SAE de arbitraje, y como ya se argumentó, la programación de su carga y descarga obedecerá a su modelo de negocio para el producto energía y Potencia donde el CENACE no debe establecer su esquema de operación y dimensionamiento. CENACE tiene la posibilidad de</p>



<p>requerir la incorporación de un SAE indicando, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes características:</p> <p>a) Potencia SAE.</p>	<p>desarrollar esquemas eficientes para incorporar potencia y apoyar a los Márgenes de Reserva. Se reitera que es fundamental que se identifique la función específica del SAE, ya sea para arbitraje o para control de rampa y regulación.</p>
<p>2.11.5. Para la modalidad SAE-CC, en la Solicitud de Estudios de Conexión deberán presentar un único perfil horario de consumo para el conjunto SAE-CC.</p> <p>2.11.6. Al realizar la Solicitud de Conexión del conjunto SAE-CC, se deberá presentar el perfil de consumo horario conforme a la operación esperada, considerando el Ciclo de Carga/Descarga del SAE-CC como parte del perfil horario de consumo del SAE.</p>	<p>Se especifica que el solicitante para la modalidad SAE-CC deberá presentar un único perfil de consumo considerando el ciclo de Carga/Descarga. Creemos que estos dos numerales limitan la capacidad de decidir la operación del SAE (horarios de carga y descarga) para el beneficio económico del Centro de Carga, en función de las variaciones de los precios marginales locales, niveles de reserva, etc. en las operaciones diarias.</p>
<p>2.12.14 En la modalidad SAE-CE y SAE no Asociados podrán ofrecer los Servicios Conexos establecidos en la regulación vigente, siempre y cuando cumplan lo requerido por las Reglas del Mercado. Los Servicios Conexos incluidos en el MEM son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Reservas de Regulación Secundaria.</li> <li>(ii) Reservas Rodantes.</li> <li>(iii) Reservas Operativas.</li> <li>(iv) Reservas Suplementarias, según se define en los Manuales de Prácticas de Mercado.</li> </ul> <p>Los Servicios Conexos no Incluidos en el MEM (SCnMEM) son los siguientes:</p>	<p>En el caso de SAE-CE donde resulte en los estudios de interconexión la necesidad de un SAE por confiabilidad (SAE de control de rampa y regulación), ¿ese servicio ira asociado/condicionado a la operación de la central? En 3.6 es claro que ese servicio no se compensa.</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Servicio de Arranque de Emergencia;</li> <li>(ii) Servicio de Operación en Isla; y</li> <li>(iii) Servicio de Soporte de Tensión (potencia y reserva reactivas).</li> </ul>	
<p>2.12.15 De conformidad con lo previsto en el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado, el CENACE deberá proponer ajustes en las Reglas del Mercado que detallen los requerimientos técnicos, la asignación, despacho y la liquidación de los SAE que deseen prestar Servicios Conexos incluidos en el MEM. En tanto esto no suceda, la participación de estos en el Mercado de Energía de Corto Plazo se limitará a la entrega o retiro de energía.</p>	<p>Si lo limita a la entrega o retiro de energía en el Mercado de Corto Plazo, es claro que se refiere a un SAE de arbitraje; es necesario que se establezca explícitamente la funcionalidad del SAE y no dejarlo en una descripción que puede no ser entendida correctamente.</p>
<p>3.1 En esta modalidad, el SAE será parte de la Central Eléctrica y será representado por el mismo Participante del Mercado, con el objetivo de compensar la variabilidad de la fuente primaria de la Central Eléctrica, asegurando la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia.</p>	<p>Si es para compensar la variabilidad implica que solo podrá ser SAE asociado a control de rampa y regulación; es necesario que la funcionalidad sea específica.</p>
<p>3.5 La descarga del SAE atenderá la variabilidad de la fuente primaria, por lo que, la energía</p>	<p>Si como dice la redacción se trata de “compensar la intermitencia cuando la central se encuentre en operación”, es claro que se refiere a un SAE para control</p>

<p>eléctrica del SAE-CE deberá estar disponible y ser suficiente para compensar la intermitencia producida cuando la Central Eléctrica intermitente se encuentra en operación.</p>	<p>de rampa y regulación, que como ya dijimos CENACE determinará sus características en los estudios. Se requiere ser claro en la funcionalidad del SAE. Por otro lado, como ya se argumentó, se debe ampliar la redacción para poder incorporar SAE para arbitraje en Centrales Eléctricas bajo modelo de negocio del Generador.</p> <p>Si se deja la redacción propuesta en las DACG, un SAE de arbitraje no sería posible ya que la descarga solo se puede dar cuando la central se encuentre en operación, lo que no tendría sentido.</p>
<p>3.7 Para cumplir los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN establecidos en el Código de Red, el CENACE podrá solicitar la carga del SAE a través del Punto de Interconexión/Conexión por medio de la RNT o de las RGD. Se podrán cargar desde la RNT o RGD los SAE no asociados y los SAE-CE que así lo hayan indicado en la solicitud de Estudio de Interconexión, para los cuales el CENACE deberá realizar adicionalmente los Estudios de Conexión correspondientes.</p>	<p>En 3.4 se dice que los SAE-CE se cargan por la propia central, además si es un SAE de control de rampa y regulación. Ahora bien, si se tratara de un SAE para arbitraje eso pudiera ser posible, pero es necesario que se establezca que la instrucción de CENACE se dará únicamente cuando el SEN se encuentre en emergencia, esto para no dejar abierto a que el CENACE lleva el control habitual de carga y descarga del SAE de arbitraje.</p>
<p>3.8 El CENACE podrá solicitar a las Centrales Eléctricas intermitentes la descarga del SAE en cualquier momento para cumplir los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.</p>	<p>En los SAE para control de rampa y regulación también se incorpora la función de contingencia, es decir el apoyo al SEN es automático.</p> <p>En los SAE para arbitraje sí sería bajo solicitud, pero como ya se comentó, es necesario acotarlo a la condición de emergencia, pues de no ser así, el modelo de negocio del SAE de arbitraje sería poco atractivo por la incertidumbre en su operación.</p>

<p>3.9 La retribución de la carga y descarga del SAE-CE, por instrucciones del CENACE, será determinada de acuerdo con las condiciones del Mercado. En una primera etapa, la liquidación de la carga y descarga del SAE-CE se realizará en función del Precio Marginal Local que resulte en el Mercado de Energía de Corto Plazo en el periodo de tiempo en el que suceda el consumo o inyección de energía. En una segunda etapa, las Reglas del Mercado podrán prever contraprestaciones adicionales cuando la carga y descarga del SAE-CE se realice por instrucciones del CENACE.</p>	<p>Para condición de carga y descarga en precio marginal se supone que es una operación por arbitraje, pero en 3.1 lo limita a SAE por confiabilidad; es decir, a un SAE para control de rampa y regulación, donde el control de estos equipos es normalmente neutro en intervalos de 15, 20 o 30 minutos.</p> <p>Se reitera que es necesario redactar la funcionalidad y las restricciones para cada función.</p>
<p>4.3 El SAE-CC deberá contar con infraestructura que asegure que no existirá inyección de energía eléctrica al Sistema Eléctrico de Potencia.</p>	<p>Es básicamente una opción para abatir la facturación por lo que la justificación económica vendrá en ese sentido y será muy importante el perfil de la carga. Estrictamente es un SAE de arbitraje.</p> <p>Considerando lo establecido en este punto, se ve una discrepancia entre lo establecido en las DACGS de Generación Distribuida y el presente proyecto, ya que en las primeras sucede lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La capacidad del SAE está limitada a la capacidad de la Central de Generación Distribuida incluso cuando la Demanda del CC sea de decenas de MW.</li> <li>• Si en estos casos se exigen mecanismos de no inyección a la RNT o las RGD, es decir, se sigue conservando las características del CC, <b>se puede dejar el dimensionamiento del SAE a la demanda del CC, siempre que se cumpla en el</b></li> </ul>

	<p><b>PI con una capacidad no mayor a 0.5 MW.</b> Esto permitiría una rápida adopción de SAE para maximizar los beneficios del Suministro Básico o Calificado, en beneficio de los Usuario Finales.</p>
<p>5.1 Conjunto de Central Eléctrica intermitente y Centro de Carga para la satisfacción de las necesidades propias dentro de sus instalaciones que incorpora un SAE. En esta modalidad, el SAE no podrá inyectar energía eléctrica a la RNT ni a las RGD</p>	<p>Limita a que la central en abasto aislado sea intermitente. Ya se argumentó en la definición de SAE-AA lo inconveniente que es esta restricción.</p>
<p>6.5 El SAE, en modalidad SAE no Asociado deberá presentar sus ofertas de compraventa de energía conforme se estipula en el Mercado de Energía de Corto Plazo, sujetándose a lo establecido en las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.</p>	<p>Esto lo limita a un SAE para arbitraje, que normalmente puede ser para resolver congestiones o si los diferenciales del mercado son elevados. No se observa una sección particular para SAE que operen para control de rampa y regulación, que pudieran ser convenientes si se piensa en un esquema que permita una mayor integración de generación intermitente distribuida o incluso para grandes centrales que pudieran instalar un SAE que compense la variabilidad de varias centrales en la misma región, lo que puede resultar en un SAE de capacidad optimizada en lugar de muchos distribuidos a lo largo de cada central. Lo anterior puede funcionar pensando en un esquema de temporada abierta desarrollado por CENACE con el equipo integrado a la RNT o RGD.</p>
<p>7.3 El título de Permiso para el SAE no Asociado deberá señalar la Potencia SAE (kW, MW), Capacidad SAE (MWh), Energía Disponible (MWh), Velocidad de rampa y Ciclo de Carga/Descarga del SAE, así como su tecnología de almacenamiento.</p>	<p>Es importante se distinga entre las funciones específicas de SAE para arbitraje y SAE para control de regulación y rampa.</p>
<p>8.1 En un plazo máximo de un año, contado a partir de la entrada en vigor del presente instrumento, el CENACE realizará las adecuaciones en el Sistema de</p>	<p>Si consideramos que en un año no se pueden entregar solicitudes ni se podrán recibir resultados, eso implica será un tiempo muerto para avanzar con desarrollos basados en SAE. La opción sería que abriera el SIASIC para recibir solicitudes de forma manual, es decir que</p>

<p>Atención de Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC) para la aceptación y entrega de los estudios de SAE no Asociados y determinará la forma de entrega de los resultados de los estudios eléctricos.</p>	<p>pueda avanzar, aunque no sea con plataformas terminadas.</p> <p>Es relevante observar que solamente el Transitorio 8.4 menciona el caso para que el CENACE en el inter del plazo del Transitorio determine resultados con la herramienta e información a disposición. En todos los otros Transitorios los plazos son de uno a dos años sin dejar opción para que los diferentes procesos requeridos para la instalación de un SAE puedan seguirse operando de manera manual o como se han venido realizando a la fecha. El dejar los Transitorios tal como están, limita fuertemente la posibilidad de que a la brevedad se desarrollen proyectos con esta tecnología, que podría contribuir a resolver problemas acuciantes de bajos márgenes de reserva operativa, y se puede considerar que se retrasaría cuando menos el tiempo indicado en los Transitorios.</p>
<p>8.2 En un plazo máximo de dos años, contados a partir de la entrada en vigor del presente instrumento, el CENACE emitirá una Guía Operativa en la que se establezca la manera en que los SAE, en sus diversas modalidades, serán representados en los modelos de optimización del Mercado de Energía de Corto Plazo. Esta Guía incluirá, al menos, la información que deben presentar los solicitantes, los tiempos de atención, los elementos que incluirá el estudio que se entregará, los cobros por los estudios, las modificaciones en SIASIC y demás información necesaria.</p>	<p>Mismo comentario, solo que ahora el plazo es de dos años. Difícilmente se puede pensar que con estas restricciones pueda haber implementación de la tecnología en tres años. Debería aprovecharse que puede ser una tecnología de muy rápido desarrollo para mitigar problemáticas actuales en el SEN.</p>
<p>8.8 En un plazo máximo de dos años, contados a partir de la entrada en vigor del presente instrumento, el CENACE</p>	<p>Si se trata de un SAE para control de rampa y regulación no puede alterarse su función o modificarse a un SAE de arbitraje y viceversa. Como ya se mencionó, el diseño del SAE implica considerar los ciclos de carga y descarga a</p>



<p>determinará los mecanismos para la operación y uso de los SAE cuando se requieran cargar y descargar de la RNT o RGD para garantizar la Reserva de Planeación en términos del Margen de Reserva y Requerimiento de Potencia y no sean de uso exclusivo para compensar la variabilidad por la intermitencia en el Sistema Eléctrico Nacional.</p>	<p>los que será sometido, los cuales son muy diferentes entre los SAE de control de rampa y regulación y los SAE de arbitraje.</p>
<p>8.9 En un plazo máximo de dos años, contados a partir de la entrada en vigor del presente instrumento, el CENACE realizará las modificaciones al ACUERDO por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia para el manejo y consideración de los SAE.</p>	<p>Si el estudio de interconexión se realizó con Disponibilidad de Entrega Física y se cumple el requisito de descarga de tres horas, existen los mecanismos para reconocer la acreditación de Potencia en horas críticas. Retrasar por dos años el reconocimiento de la Potencia a los SAE que puedan entregarla reduciría la contribución que las tecnologías de almacenamiento pueden aportar a la confiabilidad del SEN.</p>