

De: Rubini_Miguel TS/ISBU <miguel.rubini@trinasolar.com>
Enviado el: jueves, 20 de junio de 2024 08:40 a. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Delatorre_Enrique TS/ISBU
Asunto: Comentarios a Anteproyecto | Expediente 65/0006/060524
Datos adjuntos: Carta_CONAMER_Expediente 650006060524.pdf

Estimados
 COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Presente. -

Por medio de la presente, adjuntamos archivo con comentarios al Anteproyecto para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Nro. **65/0006/060524**.

Sin más, agradeciendo confirmación de recepción de correo.

Saludos cordiales,

Miguel Rubini
 BDM New Business LATAM
 International System Bussiness Unit - ISBU
 Cel: +51 962316010
 Email: miguel.rubini@trinasolar.com
 SHA:688599



CONFIDENTIALITY NOTE:
This e-mail and any file transmitted with it may contain material that is confidential, privileged for the sole use of the intended recipient. If you are not the intended recipient of this e-mail, please do not read this e-mail and notify us immediately by reply e-mail and then delete this message and any file attached from your system. You should not copy or use it for any purpose, disclose the contents of the same to any other person or forward it without express permission.

DISCLAIMER:
Considering the means of transmission, we do not undertake any liability with respect to the information being communicated through this Email for discussion purpose. The final terms and agreements stated in the formal Agreements shall supersede any communication information for discussion purpose by e-mail or oral discussion, and shall be the only enforceable obligations binding only the specific legal entity under Trina Group. Please advise immediately if you or your employer spotted any discrepancy or have any disagreements.



Ciudad de México, México, a 14 de junio de 2024

COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA

Boulevard Adolfo López Mateos 3025

Piso 8, Col. San Jerónimo Aculco

Del. Magdalena Contreras

C.P. 10400, Ciudad de México

Presente.-

Asunto: Comentarios al borrador del expediente 65/0006/060524 sobre
**"DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER
GENERAL PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL"**

El 6 de mayo de 2024, la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) presentó el Anteproyecto 57031 (el "Anteproyecto de Acuerdo") para el Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Este acuerdo define las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como se especifica en el expediente No. 65/0006/060524.

Al respecto y de conformidad con lo previsto en la Ley General de Mejora Regulatoria, por este medio proponemos a consideración los siguientes comentarios y preguntas al Anteproyecto de Acuerdo:

Capítulo II – Integración al SEN

En el punto 2.10.2, del apartado de Estudios de Interconexión, se establece lo siguiente:

"Para las Centrales Eléctricas intermitentes, los perfiles de inyección deberán ser minútales 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."

Queremos hacer de su conocimiento que las herramientas estándares disponibles en el mercado (e.g. PVsyst) que simulan las proyecciones de perfiles de inyección, funcionan en base horaria y usualmente no permiten simulaciones minútales, por lo que existe un limitante material para que una Central Eléctrica aporte los perfiles de inyección minútales que se proponen. Adicionalmente, es importante recalcar que la variabilidad interanual de dicha serie de generación contaría con un alto nivel de incertidumbre, por lo que la representatividad de una semana dada (con base en el recurso de un año específico) es baja. De misma manera, solicitamos de la manera más atenta explicar la tesis de dicho requisito en cuando al formato, así como su convergencia con el despacho de energía del mercado.

En el punto 2.12.4, Ofertas de compraventa se menciona lo siguiente:

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:



- i. *Reservas de Regulación Secundaria.*
- ii. *Reservas Rodantes.*
- iii. *Reservas Operativas.*
- iv. *Reservas Suplementarias, según se define en los Manuales de Prácticas de Mercado.*

Los Servicios Conexos no Incluidos en el MEM (SCnMEM) son los siguientes:

- i. *Servicio de Arranque de Emergencia;*
- ii. *Servicio de Operación en Isla; y*
- iii. *Servicio de Soporte de Tensión (potencia y reserva reactivas).*

Bajo la estructura actual, donde los SAE No Asociados, requieren de al menos tener el 95% de disponibilidad, estarían participando de manera excluyente en el mercado de potencia o en el mercado de servicios conexos, limitando su flexibilidad dentro del sistema eléctrico para brindar otros servicios. Para el caso de las SAE-CE, cuya carga depende directamente de la CE y su fin último es atender la variabilidad de la fuente primaria, limitaría este esquema en dichos mercados. ¿Es correcto este planteamiento?

Capítulo III – SAE-CE

Se menciona lo siguiente:

3.4 La carga del SAE-CE deberá realizarse con los recursos de la Unidad de Central Eléctrica intermitente asociada.

3.5 La descarga del SAE atenderá la variabilidad de la fuente primaria, por lo que, la energía eléctrica del SAE-CE deberá estar disponible y ser suficiente para compensar la intermitencia producida cuando la Central Eléctrica intermitente se encuentra en operación.

3.6 La modalidad SAE-CE no recibirá un pago adicional por la energía del SAE utilizada para compensar la intermitencia de la propia Central Eléctrica.

El trasfondo de los numerales anteriormente mencionados, es aislar dichos costes de variabilidad a un generador específico, lo que implicaría que el dimensionamiento de la batería sea lo suficiente para atender dichas variaciones en la calidad del suministro. Sin embargo, en un plano de mayor penetración de energía variable, el hecho de hacer incurrir a los generadores de CE intermitentes en la absorción de dichos costos, generaría una distorsión de precios del mercado de servicios conexos y una distorsión en los precios de dichos servicios conexos en el mercado, puesto que los estaría absorbiendo el generador dueño de la CE. La SAE, al atender con su descarga la variabilidad de la fuente primaria, estaría en un plano de mayor penetración de energía variable, causaría una distorsión en precios de servicios conexos en el mercado y se estaría sub-compensando a los generadores que puedan brindar estos servicios. Para el caso de cuando CENACE ordene la descarga de la SAE tal y como lo indica el numeral 3.9, y se tenga que compensar bajo las condiciones de mercado que operen en ese momento.

Por otro lado, no resulta claro cómo se llevaría a cabo la operación del SAE por parte del propietario, ya que se especifica que esta instalación tendría como prioridad disminuir la



variabilidad de la CE. No obstante, si esto implica no disponer de energía de almacenamiento para inyectar a la red, ello significaría que, en el caso de una CE solar, no sería posible inyectar la energía almacenada en horarios no solares. Esto limitaría la capacidad de operar el SAE, por ejemplo, para realizar arbitraje de energía, una de las principales fuentes de ingresos para esta tecnología.

Adicionalmente, para las nuevas CE intermitentes, solicitamos esclarecer los siguientes puntos:

- I. Si las nuevas CE intermitentes cuyas SAE no cuenten con energía suficiente, podrán inyectar energía a la red.
- II. Confirmación de la restricción de la modalidad de SAE-CE en cuanto a la carga exclusiva usando energía de la SAE, ya que en caso afirmativo, en algunos periodos de tiempo podría haber una subutilización de la SAE repercutiendo de manera negativa en su operatividad y eficiencia.
- III. Respecto al costo de generación asociado al SAE al momento de inyectar su energía, confirmar cómo se determinaría este costo, ya que se debe tener información al momento de estimar cómo (y en qué horario) deberá llevarse a cabo la inyección de la energía almacenada. Si un SAE se carga de la CE, debería tener costo cero ya que la energía no se obtuvo de la red, es decir, no se obtuvo de ningún otro agente, pero cuando la CE no este generando por no existir recurso disponible (caso CE solar), el costo de generación sería el PML observado al momento de realizar la carga.

Capítulo VI – SAE No Asociado

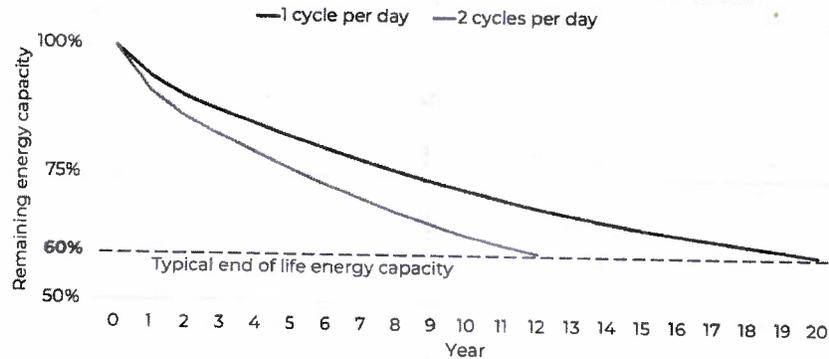
En el punto 6.7 se menciona lo siguiente:

“Para efectos de la acreditación de potencia, los SAE No Asociados que requieren suministro de la Red Eléctrica para almacenar energía, podrán ser considerados como Centrales Eléctricas Firmes, para lo cual deberán contar con las condiciones para operar a su capacidad máxima por un mínimo de tres horas consecutivas o de acuerdo con el valor de Disponibilidad de Entrega Física (considerando la Capacidad SAE) que haya solicitado evaluar en los Estudios de Interconexión.”

Por un lado, existe la interrogante de cómo podrán los SAE No Asociados realizar su acreditación de potencia una vez que la batería se encuentre ya en operación y cuente con cierto nivel de degradación. Dicho sistema, no podrá operar a la capacidad máxima nominal, sin considerar que existen distintas curvas de degradación de acuerdo con el uso del SAE (e.g. profundidad de descarga, ciclos diarios).



Increased cycles will increase degradation. A 2-cycle battery will reach end of life quicker - or need a cell refresh



Por otra parte, nos gustaría hacer notar que la eliminación del número de 3 horas consecutivas como requisito para la acreditación de potencia, podría limitar la integración de SAE al sistema eléctrico nacional. Entendemos que el trasfondo de este requisito es el fortalecimiento del sistema, sin embargo, al incluir baterías de menos horas, podría aumentar la integración de manera importante para alcanzar el objetivo propuesto por la ley, y en el largo plazo existiría una tendencia a disminuir el precio del balance de potencia. Para ello, proponemos un rango de reconocimiento basado en las horas de inyección consecutiva de acuerdo a la siguiente tabla:

Horas	Reconocimiento de potencia
1	[...]%
2	[...]%
>=3	98%

De nuestra parte, estamos confiados en que la colaboración entre reguladores y regulados, se cumplirán los objetivos de integración de dichos sistemas, fortaleciendo al SIN así como posicionando a México como un actor comprometido ante el cambio climático.

Atentamente,

DocuSigned by:

BE5F946B6AD3477...

David Hebrero Fernández

Apoderado General

TS EPC de México, S.A. de C.V.