

Comentarios a la Resolución CREG 127 de 2018

1. Para el caso colombiano y de acuerdo con lo señalado en la propuesta normativa, la CREG propone tanto en el objeto, alcance, y en la ejecución de los proyectos, que los sistemas de almacenamiento se lleven a cabo por parte de *“los transmisores nacionales existentes, TN, para el caso de necesidades en el STN, o los operadores de red existentes, OR, para el caso de necesidades en los STR”*, lo cual consideramos debe revisarse en el contexto de los avances tecnológicos, nuevos modelos de negocio y con base en análisis beneficio/costo, toda vez que los sistemas de almacenamiento también generan beneficios importantes en los sistemas de distribución local (SDL).

Este planteamiento fue abordado por ASOCODIS en los comentarios al estudio llevado a cabo por la Unión Temporal EY y que fueron presentados a través de la Circular CREG 090 de 2018³, en donde manifestamos la importancia de considerar la infraestructura de almacenamiento en los sistemas de distribución, en el contexto y lecciones aprendidas de la experiencia internacional⁴, especialmente considerando el papel de la respuesta de la demanda y la integración de recursos distribuidos⁵, entre otros. Al respecto, entendemos que nuevos activos asociados a sistemas de almacenamiento de energía con baterías, se podrán incluir por parte de los Operadores de Red en el Plan de Inversiones que trata la Resolución CREG 015 de 2018, en lo relacionado con *“unidades constructivas especiales”* para los SDL's.

2. Sugerimos que se precise el alcance del numeral 1 del artículo 4 de la propuesta regulatoria dado que la UPME podría plantear la necesidad de instalar sistemas de almacenamiento *“en niveles inferiores”* al STN y al STR, con lo cual, no es claro de la Resolución si el transmisor puede hacer obras de infraestructura en baterías en el SDL. En particular, consideramos que el Regulador debe asegurar consistencia normativa con lo definido en el parágrafo 3 del artículo 32 de la Ley 143 de 1994 en donde se expresa que: *“la empresa encargada del servicio de interconexión nacional, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad”*.
3. En general, y con independencia de lo anterior, consideramos que la integración de activos asociados a sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico debe analizarse en el marco de estudios y de una evaluación de impacto en cuanto a la relación beneficio/costo, de tal forma que es necesario y fundamental establecer una regulación general y de largo plazo, sobre los servicios prestados por el almacenamiento.

Si bien, la CREG señala que este tema queda aplazado, sugerimos respetuosamente que se inicien los estudios asociados a la mayor brevedad. Incluso, debe evaluarse qué tipo de agente podrá prestar el servicio de almacenamiento, cómo sería su remuneración, entre otros. Así mismo, incluso en la actualidad, usuarios y/o terceros podrían participar con unidades de almacenamiento de manera articulada con generación fotovoltaica, en el contexto de la Resolución CREG 030 de 2018, y ofrecer excedentes en este ámbito.

4. Vemos adecuado que el desarrollo normativo de las disposiciones sobre almacenamiento se desarrolle de forma articulada con otras normativas en trámite o en estudio por parte de la CREG como la modificación al código de redes, los aspectos relacionados a los ajustes al mercado spot, la formula tarifaria, entre otros, pues el

almacenamiento de energía será un nuevo elemento de la arquitectura del mercado eléctrico colombiano.

5. En cuanto a lo planteado sobre procesos de selección para instalación y mantenimiento de SAEB (Art 10), solicitamos que el Regulador aclare que este tipo de proyectos se llevarán a cabo a través de convocatorias para expansión de los STN en los términos de la regulación vigente; por lo cual, consideramos que los sistemas de almacenamiento de energía con baterías que prevean instalarse en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) se desarrollen en el contexto de los procedimientos definidos en la Resolución CREG 024 de 2013, incluido lo asociado a garantías, interventoría, etc. Como señalamos, consideramos que este tipo de nueva infraestructura contribuirá a minimizar las congestiones de red que se presentan en diferentes puntos críticos del SIN y que en la actualidad afectan los costos de prestación del servicio a los usuarios finales a través del componente Restricciones (R) de la fórmula tarifaria.
6. En adición, sugerimos que el caso en que un proceso de selección se declare desierto según los procedimientos para selección del adjudicatario (Art 13), se establezca una revisión de los criterios definidos por la UPME a partir de análisis beneficio/costo en el contexto del abastecimiento energético.
7. De otro lado, la CREG establece propuestas relacionadas con calidad del servicio y calidad de la potencia (Art 30). Sugerimos que se presenten los soportes técnicos y económicos de la propuesta y en el caso de los STR y SDL, lo planteado por el Regulador esté acorde con lo definido en el esquema de calidad aplicable a los Operadores de Red.

Si bien, comprendemos que la propuesta normativa busca que este mecanismo sea de aplicación transitoria (Artículo 38 –Período de aplicación el mecanismo-), consideramos conveniente hacer modificaciones a la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 127 de 2018 como lo indicamos a continuación:

1) Selección de agente que instalará el SAEB

Creemos que la UPME debe hacer siempre un proceso de selección del agente que vaya a instalar un SAEB.

No consideramos conveniente una asignación en función del interés de los “Agentes existentes”¹ de obras relacionadas con SAEB. Al hacerlo de esta forma, el Mercado de Energía se priva de la posibilidad de contar con nuevos jugadores e incluso con la oportunidad de tener mejores opciones económicas y técnicas para este tipo de activos.

Entendemos que la convocatoria a un proceso de selección puede tomar un tiempo adicional, pero es un trámite que le otorga transparencia y apertura al mercado de energía en Colombia.

Adicionalmente, es importante señalar que los SAEB como opción para resolver problemas de soporte de tensión u otros tipos de Servicios Complementarios, viene apareciendo con frecuencia en diversos mercados internacionales, por lo que su aplicación para el mercado Colombiano requiere preferiblemente de un mecanismo de mercado para el descubrimiento eficiente del costo de instalación².

Comprendemos que el costo unitario de las Restricciones en Colombia es alto y que mucha parte de este costo se cubre con generación forzada de plantas térmicas en la Costa Atlántica y que se desea tener soluciones más rápidas, pero las convocatorias se podrían realizar en cortos tiempos.

De otro lado, queremos también hacer un llamado a repensar sobre el tipo de agente que debe realizar el SAEB.

La propuesta establece que solo un Transmisor Nacional (TN) podría acometer ese tipo de proyecto. No obstante, creemos que en este caso, no es necesario circunscribirlo a ese tipo de agente. Las baterías son equipos que pueden ser utilizados para otros propósitos y servicios en los sistemas eléctricos de potencia. Por ejemplo, un agente generador podría adelantar este tipo de iniciativa que involucra un elemento activo para el sistema, dado que actúa como "demanda" para las horas en que se carga el equipo y actúa como "generador" para las horas en que se requiere soportar tensión.

2) Adjudicación para cuando solo se presente una única oferta válida.

En el literal d del Artículo 13 (Criterios para la selección del adjudicatario) se enuncia el procedimiento para cuando se presentan sólo una oferta válida:

d) cuando haya una única oferta válida la UPME, a través de los mismos medios de comunicación utilizados para el inicio y desarrollo del proceso de selección, hace público el valor de la oferta y define un plazo dentro del cual otros interesados podrán presentar contraofertas con valores menores al publicado. La contraoferta de menor valor que cumpla con los requisitos exigidos será informada al proponente quien deberá manifestar a la UPME si acepta ejecutar el proyecto por el valor presentado en la contraoferta y en este caso se le adjudicará el proyecto; si el proponente no acepta, el proyecto será adjudicado al interesado que presentó la contraoferta. Si no se presentan contraofertas válidas, el proyecto será adjudicado al proponente de la única oferta válida. Los plazos para llevar a cabo este procedimiento serán los que defina la UPME. Para presentar contraofertas es necesario presentar evidencia de la adquisición de los documentos de selección y entregar la documentación que exija la UPME.

² El costo de las baterías de Ion-litio ha estado decreciendo y el uso de esa tecnología está en auge. Adicionalmente, mayores aplicaciones de esta tecnología en los sistemas de potencia hacen que su uso sea competitivo y conveniente, como lo señalan *American Public Power Association. Beyond batteries: Understanding energy storage technology. Jan. 2018* y *Ianin Sotffel, Mazda Rustomji. Maximising the value of electricity storage. Journal of Energy Storage. March 2016.*

Entendemos que este tipo de procedimiento busca establecer una condición más eficiente de precio para adjudicar el proyecto, pero es inequitativa para el Agente que presentó su oferta y se sometió a todos los procesos formales de la licitación.

Este procedimiento dará lugar a que la verdadera puja se realice por fuera de la Licitación. Si un agente está interesado, debería presentarse al proceso convocado por la UPME y no esperar a que sea por fuera de la licitación que prevea ganarse el proyecto.

Obsérvese que este tipo de tratamiento no se contempla para el caso en que el proyecto fuese a ser realizado por el "Agente Existente", lo cual asume que el valor que la Comisión le asigne a la Unidad Constructiva especial es el correcto.

3) Características técnicas del SAEB

La propuesta de Resolución delega en la UPME la definición de las características técnicas que debe tener el SAEB, aunque consideramos conveniente en que la CREG entregue algunos lineamientos básicos para este tipo de tecnología.

Por ejemplo, la reglamentación debe establecer que los sistemas a implantar deben ser nuevos, basados en tecnología de Litio y no provenir de repotenciaciones o ser productos re-manufacturados (*refurbished*).

Este lineamiento evita que se presenten casos de ingreso de equipos antiguos y bancos de baterías plomo-ácido.

En la propuesta falta suficiente claridad a la clasificación de la actividad de los sistemas de almacenamiento dentro del ordenamiento legal del mercado de energía eléctrica, por cuanto, asigna al transportador u operador de red, con limitaciones de Ley para ser ejercidos, ya que estos entrarían a reemplazar a la de generación, en servicios que se desarrollan en competencia de esta actividad: black start, control de frecuencia, control de tensión, generación y complemento de fuentes intermitentes. Igualmente, los interesados en el desarrollo de los SAEB deberían competir con el propietario de las redes por la conexión de estos elementos, por lo que es necesario brindar las garantías de libre acceso y no discriminación.

Por lo anterior, consideramos necesario que se defina bien el rol de este tipo de elementos en el sistema con pluralidad en la participación para ofrecer servicios en competencia que beneficien al usuario.

Observamos igualmente, que el documento que acompaña la norma no incluye un análisis económico que permita establecer sin inequívocos que la solución propuesta tiene mayores beneficios para el usuario final, por lo que sometemos a consideración de la Comisión evaluar para conocimiento de los diferentes agentes, no solo los costos de instalación y la diferencia entre valor de carga y descarga, sino también, el impacto de desplazar servicios complementarios futuros que estos equipos brindan, el costo valorado de racionamiento si la contingencia no se supera en el tiempo de descarga y sin generadores en línea para suplir la demanda, la valoración de los costos de

restricciones adicionales que se deriven de la operación de estos activos y la suma de los costos de las diferentes soluciones (baterías, red, generación) para una misma limitación.

Dado que los precios de bolsa no son conocidos y tampoco es posible conocer el momento de activación de una contingencia, no sería posible cumplir lo propuesto en la norma sobre los criterios económicos de carga y descarga, lo que podría a nuestro juicio, generar aún más restricciones al sistema. La falta de claridad en el enfoque dado a los SAEB en el proyecto de resolución del asunto, redundaría en un uso ineficiente de estos elementos.

En el mismo sentido, y sobre la aplicación de estos elementos en Estados Unidos, la FERC advierte sobre el uso de estos elementos y los servicios que pueden prestar en mercados liberalizados y mercados regulados:

- Colocar la energía en posiciones de ventaja con respecto a los demás recursos del sistema, para los cuales la recuperación de los costos está estrictamente basada en la prestación de servicios del mercado.
- Generar potenciales distorsiones en el mercado.
- Poner en peligro la operación del sistema.

Este problema tendería a agravarse en la medida en que la propuesta contempla que el pago de este servicio regulado pueda extenderse a criterio de la UPME, sin embargo, no se conmina al aceleramiento de la solución estructural, la cual es la deficiencia de las redes de transmisión.

Consideramos igualmente pertinente que la Comisión evalúe el tema considerando las referencias internacionales citadas y los comentarios anteriormente mencionados, tendiente a evitar posibles conflictos de interés dentro de los actores del mercado y potenciales sobrecostos al no identificar previamente la real relación beneficio/costo que estos elementos aportarían al sistema y particularmente al usuario final.

De acuerdo con la resolución del asunto, presentamos nuestros comentarios los cuales enmarcamos en el alcance de la resolución, no sin antes manifestar que estimamos necesaria la revisión general de este tipo de soluciones y tecnologías en el marco de la cadena completa de prestación del servicio, toda vez que el almacenamiento hoy se considera un recurso distribuido y por tanto, es de crucial importancia analizar y definir el esquema general para la integración de dichos recursos a los sistemas. Esto es coherente con lo planteado en la agenda regulatoria 2019 y en el documento soporte de la resolución, donde se indica que la misma CREG viene realizando estudios con el objetivo de elaborar propuestas para regular la prestación de servicios basados en sistemas de almacenamiento.

Por ahora consideramos que para este caso particular, con el objetivo de que se definan soluciones integrales en cuanto al transporte de energía que incluso pueden hacer más viable los proyectos, se podría establecer como función principal el almacenamiento para aliviar restricciones y unas funciones complementarias como la regulación de voltaje por ejemplo, éstas últimas sirven a los sistemas y no requieren de esfuerzos adicionales para contar con los beneficios una vez las soluciones están conectadas a los sistemas.

Sobre el concepto de agente existente para este caso en particular, sugerimos con el propósito de que sea más simple, neutral y coherente con el marco legal vigente, que para el caso en que la solución se requiera instalar en el STN sea el Transmisor propietario del punto de conexión, y para el caso en que la solución se instale en el STR-SDL que sea el Operador de red propietario del punto de conexión. Esto sería armónico con el esquema tarifario y con las competencias de los agentes transmisor y distribuidor definidas en la Ley 143 de 1994.

En cuanto al proceso de identificación de la solución de un SAEB, proponemos que se mantenga el mismo criterio para el caso de las necesidades de expansión o modificación del STR y SDL que pueden ser identificadas y planteadas por el OR y así no quedaría solo bajo la responsabilidad de la UPME.

Sobre las condiciones o parámetros de los proyectos que se identifiquen y para que las soluciones sean las adecuadas, se propone incluir capacidad en potencia y energía, las cuales deben garantizarse en el tiempo requerido; número de descargas totales y parciales al año. También definir condiciones mínimas en cuanto a tecnologías, no permitir la instalación de tecnologías que en otras partes estén prohibidas, es decir viejas y/o contaminantes.

Sobre la remuneración, y en especial sobre la indisponibilidad de activos, es importante considerar en las reglas que este tipo de activos son susceptibles de indisponibilidades parciales debido a que es una tecnología modular, lo que se refleja en una disponibilidad parcial por menor capacidad. En cualquier caso, es valioso dejar explícito cómo se realiza la verificación de la disponibilidad de capacidad tanto en potencia como en energía.

La integración de sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) se debe realizar sustentada en una evaluación técnico-económica que permita determinar que este tipo de soluciones realmente son la opción más eficiente para cada caso evaluado en el sistema interconectado, respecto a otras alternativas como la generación localizada o la expansión de la red.

En esa vía, la decisión de adjudicar el desarrollo de un SAEB debe estar acompañada de un análisis riguroso por parte de la UPME dentro del plan de expansión de referencia y el soporte de dicho análisis debe ser publicado de manera detallada, como debe ser en cualquier otro caso de inversiones remuneradas bajo cargos regulados.

Considerando que un SAEB puede prestar más de un servicio al sistema interconectado de manera simultánea, las reglas de adjudicación para la instalación de los SAEB deben permitir alcanzar el mayor nivel de prestación de servicios en el sistema interconectado a un costo eficiente.

En la evaluación de la mejor alternativa es necesario que, al igual que con los esquemas suplementarios, los SAEB no oculten ni reemplacen expansión en los STR o en el STN, de manera que la demanda no tenga que pagar por el SAEB y posteriormente por la expansión aplazada.

Por otra parte, consideramos necesario que el proceso de selección de la empresa responsable de instalar los SAEB en el sistema interconectado sea competitivo, como lo determinan los artículos 3, 7 y 20 (entre otros) de la Ley 143 de 1994, de manera que la asignación del desarrollo de este tipo de sistemas no puede limitar a un único tipo de agente. Por ello, solicitamos revisar lo propuesto en el artículo 5 de la Resolución 127 en la que se determina que el desarrollo de los SAEB le corresponde al transportador propietario de la subestación en la cual se requiere dicho sistema de almacenamiento.

Para materializar la competencia en la instalación de los SAEB se debe hacer uso del esquema de convocatorias, en el cual se debe seleccionar el agente que presente la alternativa que le proporcione la mayor relación beneficio costo para el sistema y no vemos justificado el argumento que indica que se requiere la asignación a los transportadores para evitar atrasos en la instalación de los sistemas de almacenamiento, ya que si esa argumentación fuese válida, el esquema de convocatorias que sustenta la expansión del STN y de los STR tendría que ser reformado.

Nos preocupa que el esquema propuesto en el proyecto de resolución no facilite el aprovechamiento de todas las funcionalidades de los SAEB, específicamente para la prestación de los servicios complementarios y en el mercado spot. Los SAEB deben estar en capacidad de prestar servicios complementarios de regulación de frecuencia, regulación de tensión, aplanamiento del pico de demanda, entrega de energía en el mercado intradiario que complemente la entrega de energía de recursos de alta variabilidad (eólicos, solares, hidro filo de agua), entre otros.

Si los SAEB se definen como activos de transmisión enfocados a la atención de restricciones y operados por el Centro Nacional de Despacho, no es claro que se puedan aprovechar las funcionalidades señaladas y mucho menos que los SAEB participen en el mercado spot. Con el fin de que se puedan aprovechar todas las funcionalidades de los SAEB y que incluso estos sistemas puedan participar en el mercado spot, solicitamos que se analice la vinculación de los SAEB al sistema interconectado y su remuneración, en función de los servicios que presten y no necesariamente como activo de uso del STN.

En esa perspectiva de prestación de servicios, y teniendo en cuenta el principio regulatorio de los mercados competitivos de energía que indica que los operadores encargados de las actividades reguladas (transportadores) y que el operador del sistema (XM) no deben tener una posición activa en el mercado, consideramos que la gestión activa de los SAEB en el mercado spot por parte del Centro Nacional de Despacho no es compatible con la estructura del mercado de energía colombiano.

La propuesta presentada en la Resolución 127 conduce a que la gestión de los SAEB por parte del CND tenga, inevitablemente, consecuencias comerciales en la medida en que estos sistemas demandarán y entregarán energía a nivel horario, es decir, podrán arbitrar respecto al precio de bolsa, ya sea a nivel horario o diario.

Como alternativa proponemos que, en línea con el enfoque de prestación de servicios, en la convocatoria se definan por parte del CND los estándares que debe cumplir el SAEB en el servicio o servicios que se compromete a prestarle al sistema interconectado, y que bajo un enfoque de incentivos, se monitoree el cumplimiento de dichos estándares como parte del esquema de remuneración. Por ejemplo:

- En mitigación de restricciones, las horas a entregar dicha energía y la desviación admisible sobre ese nivel de entrega
- En regulación de frecuencia, cumplimiento de la holgura, los tiempos de respuesta de carga y descarga y tiempo de sostenimiento de la respuesta
- En regulación de tensión, los tiempos de respuesta de carga y descarga, y la desviación de tensión respecto al nivel objetivo

Solicitamos considerar los siguientes comentarios para la expedición de la resolución definitiva:

- En las definiciones del artículo 3, para los SAEB, se debe incorporar las interfaces de electrónica de potencia que permiten acoplar el banco de baterías al sistema eléctrico y no únicamente los equipos de corte, protección y medición.
- En el artículo 12 se mencionan los documentos de selección, sugerimos que sea específico que no es permitido la adopción de tecnologías que no cumplan con estándares internacionales, en ese sentido sugerimos adicionar una línea en la que se indique que se solicitaran certificados de cumplimiento de ciertos estándares internacionales de sistemas de baterías y que estos serán definidos por el CNO.
- En el artículo 23 se establece el esquema de remuneración una vez finalizado el periodo de pagos, sugerimos abrir la posibilidad a que, en caso de que la batería ya no sea necesaria para el tema de restricciones, esta se pueda seguir utilizando para ofrecer otros servicios (como servicios complementarios por ejemplo) y que no se deseche incluso aun cuando requiera algún ajuste o repotenciación menor, ya que por eficiencia y en aras de evitar la sobre instalación, se debería propender por darle el mayor uso posible a la infraestructura existente.
- En el artículo 28 se menciona que el CND será el encargado de cargar, descargar y en general operar los SAEB. Si bien por aspectos de competencia el CND no debe utilizar la batería para participar como un agente del mercado, debe considerarse que si el CND toma la decisión de usar la batería para otros fines diferentes a la carga y descarga en momentos de contingencia, esto puede reducir la vida útil del activo u ocasionar unos requerimientos de mantenimiento mayores a los contemplados por el inversionista seleccionado, impactándolo negativamente, lo cual no vemos apropiado asignarle dicha responsabilidad.
- En el artículo 30, se mencionan los requerimientos de calidad del servicio y calidad de la potencia, sugerimos incluir y/ adicionar:
 - Además de la indisponibilidad anual propuesta, sugerimos incluir una indisponibilidad por “Mantenimiento Mayor”, el cual tiene por objeto aumentar la capacidad del SAEB después de un determinado tiempo, y así evitar una sobre-instalación en la capacidad al inicio del proyecto.
 - Que se garantice que el esquema de calidad aplicado sea únicamente el definido por la regulación en cuanto activos del STR o STN, y no se dispongan requerimientos adicionales.
 - Debe ser claro quién va a asumir los costos de la ENS, cuando esta se presente; la necesidad de que entre en operación el SAEB generalmente se originará por una condición ocasionada por un activo de red, (por ejemplo, el disparo de una línea o algún problema de cargabilidad en una subestación), y es en últimas este activo de red el causante de la ENS, más no el SAEB (este último solo va a solucionar un problema). En ese sentido consideramos apropiado que se defina cual sería el esquema que evitará una penalización injusta para los sistemas de almacenamiento en este tipo de escenarios.

- En cuanto al tema de la demanda que pagará el SAEB, sugerimos que, cuando estos activos sean utilizados para restricciones en el STR, los costos de este sistema sean cargados al STR que se beneficia del mismo y no que sea una estampilla nacional.
-

Si bien esta propuesta regulatoria obedece a una necesidad impetuosa del sistema por aliviar coyunturalmente el tema de restricciones, creemos que el problema podría abordarse en consecuencia con medidas coyunturales, como por ejemplo la programación de una convocatoria exclusiva de soluciones de almacenamiento, evitando así el diseño de mecanismos temporales que afectan estructuralmente al mercado y que consideramos se podrían abordar con una visión amplia y de largo plazo, donde se tenga en cuenta las implicaciones futuras de la instalación de sistemas de almacenamiento que pueden además de aliviar el tema de restricciones, prestar una numerosa cantidad de servicios que el sistema requerirá en la medida que la penetración de fuentes renovables no convencionales sea mayor.

En efecto, el papel del almacenamiento se vuelve cada vez más importante y rentable a penetraciones mayores de energía eólica y solar. Hasta la fecha, los estudios de integración han encontrado que la red puede acomodar aproximadamente el 30% de la demanda anual de electricidad de generación variable en gran medida con opciones de flexibilidad que aumentan la penetración instantánea de la energía variable. Sin una red lo suficientemente flexible, las plantas térmicas no pueden reducir la producción y será necesario reducir la energía eólica y solar. El almacenamiento es una tecnología habilitadora que puede reducir la restricción y facilitar mayores penetraciones de la energía variable en el Sistema Interconectado Nacional.

De manera muy general, los sistemas de almacenamiento son útiles para:

- Regulación de Frecuencia: los sistemas de almacenamiento son generalmente capaces de responder más rápidamente que cualquier otro activo capaz de prestar regulación de frecuencia.
- Reserva rodante: Los requisitos de duración mínima impiden la participación de los sistemas de almacenamiento, por el contrario, estos pueden cumplir con los requisitos mínimos los de mayor duración
- Potencia reactiva: los sistemas de almacenamiento basados en inversores son capaces de proveer tanto potencia reactiva como real independientemente.
- Blackstart: la mayoría de sistemas de almacenamiento proveen energía sin necesidad de la energía del sistema.

Consideramos que todas estas funciones adicionales constituyen un amplio rango de servicios complementarios que pueden ser prestados por múltiples agentes, entre otros por un generador. Es por esto que consideramos que esta regulación debe ampliarse para abordar el tema como la prestación de un servicio y no necesariamente asociado a una actividad particular. Lo anterior hace sentido más aún con las condiciones particulares de nuestro sistema, donde es evidente que sería deseable garantizar la independencia entre el operador de mercado y el transportador de energía.

Presentamos a continuación nuestros comentarios al proyecto de resolución CREG 127 de 2018, referenciado en el Asunto. De manera general, consideramos pertinente la expedición de esta reglamentación por parte de la CREG, teniendo en cuenta la necesidad de aplicar la tecnología de almacenamiento de energía en la expansión del Sistema Interconectado Nacional, conforme a los análisis consignados por la UPME en el Plan de Expansión de Transmisión.

Enfatizamos que nuestros comentarios se limitan al alcance que aborda la resolución, el cual se enfoca en la aplicación del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica – SAEB para mitigar inconvenientes ante la falta o insuficiencia de redes de transporte del Sistema Interconectado Nacional, permitiendo disminuir el uso de generación de seguridad. Entre los aspectos que consideramos ameritan revisión o aclaración destacamos los siguientes:

Definición de Agente existente. Se identifican dos casos de acuerdo con el sistema que origina la necesidad: i) para suplir necesidades en el Sistema de Transmisión Nacional - STN y ii) para suplir necesidades en el Sistema de Transmisión Regional - STR. Sin embargo, no se contempla el caso de que la necesidad se origine en el sistema de Distribución Local - SDL. Además, la definición conlleva a que cuando el SAEB se origina en necesidades del STN para instalar a nivel de STR por el mecanismo de ampliación, el hecho de que se asigne al Transmisor Nacional que tenga más puntos de conexión en el área, implicaría que la mayoría de estos proyectos sean adjudicados a un solo agente (ISA), sin dar oportunidad a procesos competitivos. Esto se relaciona con el comentario que mencionamos más adelante acerca del mecanismo de adjudicación y promover la competencia.

Definición de Eficiencia. Se establece que será medida para un ciclo completo; sin embargo, en el Artículo 29 menciona un procedimiento diferente, a partir de un balance que se realizaría cada mes calendario. Sugerimos se profundice en el tema junto con la UPME.

Identificación de la necesidad de un SAEB (numeral 4.1). Se refiere a necesidades de instalación en STN y STR, sin considerar que también puede ser por necesidades del SDL. Por ejemplo, el proyecto definido por UPME en el Plan de expansión 2015 – 2029 hace referencia a análisis de necesidades a nivel de distribución en las subestaciones Riomar y Unión 34,5 kV, con base en contingencias en activos de 115 kV y 34,5 kV.

Además, conforme a la redacción del numeral 4.1, no se permite que un Operador de Red identifique por su cuenta la instalación de un SAEB en su red, queda limitado solamente a que la UPME lo identifique e incluya en el Plan de expansión.

Artículos 5 y 6 respecto a la adjudicación. La CREG está proponiendo que los Transmisores Nacionales o los Operadores de Red existentes asociados al punto de conexión de los SAEB tengan la primera opción para ejecutar el proyecto y se les remunere por el mecanismo de ampliación. Al respecto consideramos que esto va en detrimento del criterio de urgencia que motiva esta resolución y de la competencia. Además, se trata de la aplicación de nuevas tecnologías, que básicamente se relacionan con los activos existentes en el otorgamiento del punto de conexión, lo cual debe estar garantizado para cualquier agente bajo el principio del libre acceso.

Sugerimos que se regule este aspecto basado en quién es el responsable de la planeación y privilegiando esquemas de competencia. De hecho, la UPME menciona en el Plan:

"Teniendo en cuenta que estos elementos se conectarán en el Sistema de Transmisión Regional - STR y/o Sistema de distribución Local - SDL, se recomienda al Operador incumbente, estudiar este tipo de soluciones para incorporar este tipo de tecnologías al sistema y así reducir la problemática del área."

Por lo tanto, proponemos que en el STN en donde es la UPME quien planea y define los proyectos, todos los SAEB sean objeto de convocatoria, entre agentes transmisores. En el caso del STR o SDL debiera otorgarse la primera opción al Operador de Red que lo haya identificado y evaluado en su proceso de planeación, de lo contrario si es la UPME la que lo identifica y define en el Plan de Expansión, también debiera ser objeto de convocatoria, entre Transmisores Regionales u Operadores de Red, pues al no haber sido propuesto por el Operador de Red en su plan de expansión se entiende que no está considerando esta tecnología dentro de las alternativas de expansión de su sistema y por lo tanto no tiene la capacidad de respuesta oportuna que se requiere para los casos de urgencia de que trata esta resolución.

Contrato de conexión (Art 9). Dentro de los aspectos que se acuerdan en los contratos de conexión están los relacionados con los costos de conexión y los costos de arrendamiento en caso de usar espacio de la subestación del agente incumbente. Siendo la disponibilidad de terreno una variable crítica en los proyectos de SAEB, reiteramos la necesidad de que para los procesos de convocatoria los agentes incumbentes que dispongan de terreno en las subestaciones, para venta o arriendo, declaren valores de mercado, en tal sentido la CREG debería establecer mecanismos que lo regulen, para evitar así el abuso de posición dominante y sobrecostos que finalmente son trasladados a la tarifa del usuario final.

Parámetros mínimos del SAEB (Art. 12 y 4). Se debe aclarar si "capacidad máxima de entrega" se refiere a potencia. Si no es así, faltaría en las especificaciones del SAEB, la potencia instalada pico de entrega. Consideramos que no sólo se debería especificar la energía a entregar por el sistema, sino también el tiempo en que debe entregarla, o visto de otro modo, se requiere definir tanto la energía como la potencia instalada del SAEB.

Costos asociados a la conexión del proyecto (Art. 12). Menciona CREG que los costos diferentes a arriendos o construcción de activos se consideran incluidos dentro de la remuneración de las actividades de los agentes existentes. Esto mismo se estableció en la Resolución 24 de 2013 que regula las convocatorias en el STR; sin embargo, en la práctica los agentes justifican el cobro de costos de conexión basados en que para estas actividades (supervisión y otras) contratan personal que no es de planta y no está considerado en el cálculo del porcentaje de AOM reconocido por CREG. Esta es una realidad que también se presenta para los agentes transmisores; por lo tanto, sugerimos que sí se permita el cobro de costos de conexión pero que su valor sea regulado.

Pagos posteriores al periodo de pagos (Artículo 23). Se menciona que la UPME definirá el número de años de operación para los que se requiere el SAEB y una vez finalizado aplica la metodología de remuneración. Al respecto y dado el considerando que justifica esta resolución, en cuanto a que los sistemas de almacenamiento mitiguen temporalmente el atraso de la entrada en operación de proyectos de red, sugerimos que se regule la condición en que entren a operar los proyectos de red que hagan inoficioso el SAEB, sin que se haya terminado su periodo de pagos, y por lo tanto pueda ser objeto de un cambio de ubicación que beneficie al sistema.

Procesos de carga y descarga del SAEB (Art.28). Se menciona que el Centro Nacional de Despacho - CND programará la carga del SAEB en las horas que se prevea tener menores precios de bolsa. Al respecto, con el fin de garantizar neutralidad, sugerimos que mediante un acuerdo del Consejo Nacional de Operación – CNO, se establezca el procedimiento detallado de la carga.

El análisis realizado por UPME en el Plan de expansión 2015, determinó que la aplicación del SAEB en Atlántico está orientado a entregar energía ante ciertas contingencias que pueden llegar a causar Demanda No Atendida - DNA y no a entregar energía para aplanar curvas de demanda (por ejemplo, para atender el pico de demanda). Esto implica que ante una situación de contingencia, el SAEB debe estar programado para responder e inyectar su energía almacenada de manera instantánea (o casi instantánea) y no a partir de una orden de comando remoto ejecutado por un operador del CND, el cual puede tardarse un tiempo muy superior al requerido (del orden de minutos), lo que causaría una condición

crítica para el estado de las redes y la seguridad del área, lo que conllevaría a la necesidad de realizar deslastres de carga, causando DNA, por lo cual no se estaría logrando el objetivo planteado con el SAEB. Lo anterior nos lleva a sugerir también la revisión de lo propuesto para el procedimiento de descarga.

Calidad del servicio y de potencia (Art 30): Considerando que el SAEB incluye inversores y demás elementos de electrónica de potencia que requieren tiempos importantes de mantenimiento, se considera poco tiempo las 20 horas máximas de indisponibilidad anual (MHAI). Dado que el TN puede instalar un SAEB en un sistema de distribución, para los demás equipos asociados, de transformación y corte, debe precisarse si aplican las MHAI según la actividad de quien lo instale, (Transmisor Nacional, Regional u Operador de Red) o según el nivel de tensión de los equipos instalados.

Reconocemos que la propuesta CREG para la reglamentación del almacenamiento es un avance con respecto a la situación actual. El documento soporte a la resolución menciona que no fue posible la revisión de la propuesta de reglamentación a partir de los servicios que pueden prestar los activos de almacenamiento, por lo cual la única alternativa es reglamentar el almacenamiento como un activo de transporte. Al igual que la CREG quedamos con la duda sobre si reglamentarlo como un activo de transporte es la mejor alternativa, con respecto a permitir que la gran cantidad de agentes interesados en prestar el servicio de almacenamiento, puedan competir a cuenta y riesgo. Parece que el almacenamiento es una subactividad en la cual hay posibilidad de competencia.

La reglamentación permite que sea el operador de red o transportador actual de la zona en la cual se instala el activo de almacenamiento, el que tiene la primera opción de instalar el activo, vía la definición de una unidad constructiva especial. Para esta alternativa, consideramos que es importante que la CREG asegure el reconocimiento de un precio eficiente de mercado para dicho activo, dado que los proyectos que se han asignado, generalmente han tenido una valoración de mercado muy inferior a su valoración a través de unidades constructivas, para obtener el cargo regulado. Es decir, es necesario asegurar que el incremento en el cargo de transporte sea para reconocer un precio competitivo del activo de almacenamiento.

En primer lugar, resaltamos los esfuerzos de la Comisión por avanzar en el desarrollo regulatorio relacionado con la incorporación de sistemas de almacenamiento y los estudios relacionados con servicios complementarios en el SIN, con el fin de mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica, haciendo uso de los beneficios que estas soluciones pueden traer al Sistema. Como es conocido, los activos de almacenamiento de energía tienen usos más amplios y diversos beneficios, adicionales a los plasmados en el objeto de este proyecto de resolución, sin embargo, comprendemos que el objetivo de la propuesta es atender de manera inmediata la situación específica de restricciones.

Entendemos que el documento en consulta tiene como finalidad posibilitar la entrada de sistemas de almacenamiento que permitan mitigar los problemas existentes por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica, especialmente en la Costa Atlántica, hasta tanto se cuente con el desarrollo regulatorio final de servicios complementarios. En tal sentido, consideramos importante que la solución específica del proyecto de resolución en consulta se armonice con el desarrollo de la regulación pertinente sobre servicios complementarios, es decir, que lo planteado se articule con el tratamiento que se daría a estos activos, que también pueden prestar estos servicios. Consideramos que el desarrollo de la regulación de los mismos debe contemplar, entre otros, la remuneración, los temas operativos, los requisitos técnicos y el impacto en las variables del mercado.

Así mismo, al margen de las soluciones a situaciones coyunturales, vemos fundamental analizar los diferentes escenarios en el marco del desarrollo y uso eficiente de los recursos del sistema en el corto y mediano plazo, en procura siempre de los precios más eficientes para los usuarios.

En cuanto al tratamiento de las medidas de energía y la liquidación horaria, la redacción de la propuesta no es clara frente al monto que hará parte de las restricciones, por lo cual agradecemos ampliar la explicación de este punto.

Finalmente, consideramos valioso que se defina dentro de la propuesta regulatoria un mecanismo de seguimiento al cumplimiento del objetivo allí planteado y a los beneficios que estos dispositivos traen al sistema para facilitar la evaluación ex post que hace parte de la Evaluación del Impacto Normativo, recomendado por la OCDE.

Las baterías se consideran hoy por hoy como un elemento que revolucionará los mercados eléctricos no solo por la gran cantidad de servicios y propósitos que pueden cubrir sino por la potencialidad de participación de diversos tipos, tamaños y propósitos.

En ese sentido, respetuosamente se llama la atención de la Comisión en el sentido que la resolución en comento, parece centrarse en un servicio específico y por ello la propuesta que solo los operadores de red y los transmisores puedan prestar este servicio.

Se considera que la reglamentación de los SAEB debe ser integral y bajo la perspectiva de ser un nuevo elemento dinamizador y optimizador de los sistemas eléctricos, donde quizás la competencia sea el modelo a seguir. El caso chileno puede ser analizado para estos fines.

Sobre el tema puntual de los SAEB a cargo exclusivo de los Operadores y Transmisores se presentan algunos comentarios específicos:

Entendemos que, en el artículo 4, se planea que la identificación de la necesidad de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB) para mitigar problemas en el sistema de transporte resulte de los análisis de la UPME expresados en el Plan de Expansión. Sin embargo, consideramos que es necesario también permitir a los agentes operadores de red que presenten las necesidades que han podido detectar y que justifican, por mejora en niveles de voltaje o disminución de pérdidas. Lo anterior porque se estaría limitando a instalación de SAEB a gran escala únicamente.

Lo anterior va ligado con el tema del proceso de adjudicación a los agentes existentes, ya que la Resolución prevé que el OR o el TN existentes puedan, a partir de los resultados del Plan de Expansión, presentar directamente su interés en construir el proyecto y, siempre y cuando presenten la garantía y el nombre del interventor, se les asignara directamente el proyecto. Al respecto pensamos que esto podría generar ineficiencias para los usuarios finales, ya que el precio de la asignación no corresponde a un proceso competitivo.

Adicionalmente, consideramos adecuado que en los planes de expansión de la UPME se incluya el seguimiento a los sistemas de almacenamiento que se han instalado. Con el fin de corroborar que se han obtenido los beneficios esperados en el STN o los STR.

Ahora bien, una de las consideraciones de la Resolución es la urgencia por dar entrada a los SAEB al sistema, sin embargo el artículo 7 incluye el compromiso con el medio ambiente que se refleja en la consecución de la Licencia Ambiental, pero si bien no es responsabilidad de la CREG, si creemos que debe estar claro si existe un procedimiento claro para este tipo de licencias en Colombia. Esto, sin lugar a duda, puede ser un obstáculo que afecta los tiempos de los proyectos. Nuestra inquietud no está enfocada en eliminar o aligerar los trámites ambientales de los proyectos del sector eléctrico, solo poner en consideración de la CREG los amplios tiempos que hoy se requieren para obtener las licencias ambientales en procedimientos ya establecidos, ahora no sabríamos como sería para los SAEB para los cuales no existen procedimientos. Y esto está directamente ligado con la Fecha de puesta en Operación – FPO, porque estos tiempos de licenciamientos deben también estar incluidos en las estimaciones de la UPME para establecer los FPO, tal como lo establece el Artículo 8.

En este contexto, creemos importante que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible defina primero las condiciones bajo las cuales los SAEB requerirán licencias o permisos ambientales (dependiendo su potencia, nivel de tensión o punto de instalación), antes de asignar al proponente la responsabilidad de las gestiones ante autoridades ambientales.

Con respecto al Contrato de Conexión que debe ser suscrito entre las partes la Resolución plantea que debe estar sujeto al Código de Redes existente. A lo anterior tenemos dos comentarios. El primero va enfocado a que dado que este es un servicio nuevo los parámetros establecidos en 1995, cuando se expidió el Código pueden no estar ajustados con lo que se requiere, dejando abierta la posibilidad de que se hagan interpretaciones inadecuadas que no favorecen el esquema. Y segundo, existe la posibilidad de que el mismo agente responsable de sistema sea quien instale y opere el SAEB, en cuyo caso el contrato también deberá ser distinto e incluso debería estar un tercero involucrado que verifique que las condiciones establecidas en un contrato de solo una parte no afecte los intereses de los usuarios. Esta parte debería estar incluida entre las obligaciones del interventor.

Las reglas para participar en los procesos de selección planteados en el Artículo 11 de la Resolución tienen varios puntos que inquietan, principalmente porque limitan la competencia y favorecen a ciertos agentes. Por ejemplo, no entendemos porque si un tercero, no agente transportador, quiere participar en un proceso tiene que ser o constituirse en un agente transportador. Igual condición para participar a nivel de STR. El servicio que se va a prestar no es de transporte de energía, es de almacenamiento. Por lo anterior y por principio pierde validez esta exigencia. En cambio no se tienen en cuenta otras exigencias que podrían ser importantes como la experiencia en la construcción y operación de estos sistemas.

Dentro del mismo contexto del proceso de adjudicación se considera que los costos asociados a la conexión del proyecto, diferentes a arriendos o construcción de activos, se considerarán incluidos dentro de la remuneración de las actividades de transmisión y distribución de los agentes existentes y por lo tanto no deberán incluirse dentro de la oferta que presente el proponente. Pero, es necesario aclarar que pasa en el caso de que no sea un agente existente.

El capítulo 4 de la Resolución presenta el esquema de remuneración. Y básicamente plantea que remuneración se hará de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2009, es decir que se remunerara de la misma forma que hoy se hace el pago a los STN y STR. Esta metodología de Unidades Constructivas no tiene incluidos los elementos específicos de Consideramos que los beneficios de instalar SAEB en un sistema eléctrico son dotar de una mayor eficiencia y seguridad al conjunto del sistema eléctrico, disminuir las emisiones de CO₂, y maximizar la integración de renovables. Y por lo anterior deberían tener dos tipos de remuneración: uno por kW/h como un valor a la energía almacenada y uno por kW como un valor a la potencia almacenada. La metodología de remuneración de transporte de energía no tiene este enfoque. Consideramos que se requiere de un diseño de un esquema de remuneración distinto y específico.

Como conclusión de nuestro análisis de la Resolución propuesta consideramos que está limitada a que solo se presenten agentes existentes. Pensamos que se está enmarcado dentro de las condiciones actuales desconociendo que es un servicio adicional que requiere que se cree un nuevo tipo de agente o de servicios que tenga sus peculiaridades consideradas.

Además el hecho de permitir que el agente existente incumbente pueda obtener la construcción y operación del proyecto son necesidad de recurrir a un proceso competitivo pone en riesgo la transparencia de los costos del proyecto que finalmente serán pagados por la demanda.

La expedición de la Resolución 127 de 2018, por medio de la cual se proponen los mecanismos para incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías – SAEB – en el SIN, es sin duda un avance muy importante en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano y convierte a Colombia en un referente internacional en la materia. Es nuestro pensar que la adopción de nuevas alternativas para resolver problemas de la operación del sistema, como lo son los sistemas de almacenamiento, conlleva mejoras en la eficiencia económica, aumenta la confiabilidad de suministro y disminuye el costo de prestación del servicio.

Como lo hemos expresado a la Comisión, consideramos que los sistemas de almacenamiento pueden aportar muchas ventajas para la operación del SIN, toda vez que son un recurso multipropósito ideal para prestar servicios de red y, por tanto, se constituyen en una herramienta de primera línea para el operador del sistema.

En relación con el texto propuesto mediante la Resolución 127 de 2018, tenemos las siguientes observaciones:

1. Eficiencia mínima requerida a los Sistemas de Almacenamiento de energía con Baterías – SAEB -

En la propuesta se incluye un requerimiento de eficiencia mínima del SAEB definido por la UPME. Es de anotar que la eficiencia de un sistema de baterías se calcula mediante una prueba consistente en cargar completamente la batería, midiendo la energía absorbida, y descargarla completamente, midiendo la energía entregada; la diferencia entre estos valores da como resultado la energía que se pierde en el proceso y, por tanto, la eficiencia de las baterías. Es de anotar que esta medición solo incluye las baterías sin servicios auxiliares tales como el sistema de enfriamiento, control, entre otros.

Sin embargo, en la propuesta se establece que para determinar el cumplimiento de eficiencia mínima se hace un balance mensual de la energía absorbida y entregada, considerando la energía almacenada el último día calendario del mes. Este balance parece lógico desde el punto de vista matemático; no obstante, ofrece una dificultad representada en la imposibilidad de determinar con certeza la energía almacenada en la batería.

Por lo anteriormente expuesto, llamamos la atención en cuanto al riesgo al que se enfrenta el responsable del SAEB por la probabilidad de tener que pagar energía al sistema una cuantía indefinida cuyo cálculo no correspondería a la realidad.

En ese orden de ideas, proponemos eliminar esta disposición y en su lugar establecer criterios mínimos de diseño de los SAEB, los cuales deberán ser garantizados por el responsable de los mismos y verificados mediante pruebas periódicas.

2. Calidad del servicio

Consideramos que el tiempo de 20 horas como Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad – MHAI – que puede tener un SAEB, es insuficiente, siéndolo aún más si este tiempo comprende además de las baterías, sus respectivas bahías, transformadores y demás equipos.

En este sentido, solicitamos a la Comisión establecer una meta – MHAÍ - de 75 horas para el Sistema de Almacenamiento de energía con Baterías, similar al establecido para el SVC en el proyecto de resolución CREG 177 de 2016.

3. Participación del Transmisor Regional

En la propuesta solo los Transmisores Nacionales y los Operadores de red tienen la potestad de ejecutar ampliaciones en sus sistemas para instalar sistemas de almacenamiento. No obstante, los Transmisores Regionales poseen y operan activos a nivel de tensión IV. En este orden de ideas, consideramos necesario permitir a los Transmisores Regionales la opción de ejecutar proyectos de sistemas de almacenamiento como ampliación.

Así mismo, ponemos a consideración de la Comisión la eliminación de la restricción que establece que los Transmisores Regionales no pueden incrementar su participación sino a través de convocatorias en el marco de la Resolución CREG 024 de 2013; es decir, cuando el Operador de Red decide no acometer la expansión en las redes del Sistema de Transmisión Regional.

Lo anterior, teniendo en cuenta que los propietarios de redes de transmisión (nacional o regional) no participan en el mercado y, por tanto, la propiedad no afecta la operación ni la formación de precio y la eliminación de esta restricción incentivaría la inversión en los STR's.

Agradecemos a la Comisión los espacios brindados para comentar el proyecto de Resolución *“Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento en el Sistema Interconectado Nacional”*. Siguiendo el carácter propositivo de nuestra asociación, a continuación, presentamos nuestros comentarios al respecto:

1. Dado que los SAEB son nuevas tecnologías que aún no han sido incorporadas en el SIN, es preciso garantizar la mayor competencia posible en la licitación para el desarrollo de este tipo de proyecto, de forma tal que la convocatoria sea adjudicada al agente que construya el proyecto en el menor tiempo y al costo más eficiente. Con este fin, se solicita realizar una convocatoria abierta donde participaría el agente existente. Además de ir en contravía de la promoción de la competencia, establecer una primera opción para ejecutar el proyecto, se podría ir en detrimento del criterio de urgencia que motiva esta resolución.
2. En el documento soporte la CREG evidencia la conveniencia de que el agente que instala el SAEB no sea el mismo que toma la decisión sobre la hora de carga de la batería. En este orden de ideas se sugiere revisar la metodología para mitigar posibilidades para el desarrollo de estrategias de coordinación entre agentes filial-matriz.
3. Definición de Eficiencia. Se establece que será medida para un ciclo completo; sin embargo, en el Artículo 29 menciona un procedimiento diferente, a partir de un balance que se realizaría cada mes calendario. Sugerimos se profundice en el tema junto con la UPME.
4. Procesos de carga y descarga del SAEB (Art.28). Se menciona que el CND programará la carga del SAEB en las horas que se prevea tener menores precios de bolsa. Al respecto, con el fin de garantizar neutralidad, sugerimos que mediante acuerdo del CNO se establezca un procedimiento detallado del procedimiento de carga.

El análisis realizado por UPME en el Plan de Expansión en Generación y Transmisión 2015, determinó que la aplicación de SAEB en Atlántico está orientada a entregar energía ante ciertas contingencias que pueden llegar a causar DNA y no estarían destinados a entregar energía para aplanar curvas de demanda (por ejemplo, para atender el pico de demanda). Esto implica que, ante una situación de contingencia, el SAEB debe estar programado para responder e inyectar su energía almacenada de manera instantánea (o casi instantánea) y no a partir de una orden de comando remoto ejecutado por un operador del CND, el cual puede tardarse un tiempo muy superior al requerido (del orden de minutos). Esto causaría una condición crítica para el estado de las redes y la seguridad del área, y conllevaría a la necesidad de realizar deslastres de carga, causando DNA, por lo cual no se estaría logrando la intención del SAEB. Lo anterior nos lleva a sugerir también la revisión de lo propuesto para el procedimiento de descarga.

En primer lugar, entendemos, según se menciona en la parte considerativa del proyecto de Resolución, que la intención de la Comisión con esta propuesta regulatoria es permitir la entrada de los sistemas de almacenamiento con el fin de mitigar los problemas existentes por falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica, en razón a los atrasos en la entrada en operación de proyectos relacionados con la construcción de redes, que conllevan a una mayor necesidad de generación de seguridad, con el correspondiente incremento en el valor de las restricciones. En ese sentido, nuestro comentario va encaminado a señalar el grave error conceptual y metodológico en el cual está incurriendo la Comisión con esta propuesta regulatoria, yendo incluso en contra del principio de eficiencia definido por el Artículo 6 de la Ley 142 de 1994, que obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

A continuación, presentamos la Figura 1, tomada de Bloomberg Energy Finance y actualizada para el segundo semestre del 2018, en donde se muestran los costos nivelados de energía (LCOE) para diferentes tecnologías.

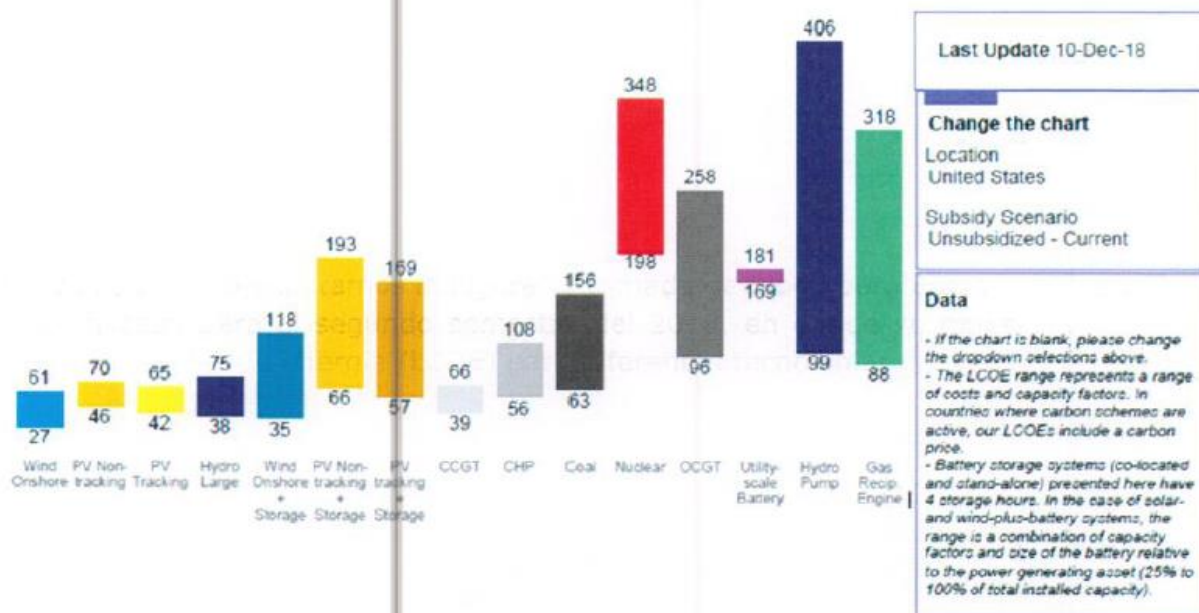


Figura 1. Current LCOE Range (\$/MWh, nominal) – United States, 2018 H2. Tomado de Bloomberg Energy Finance.

Como se puede observar en la anterior gráfica, el costo nivelado de energía para una batería a gran escala de 4 horas de almacenamiento oscila, en Estados Unidos, entre 169 y 181 USD/MWh. Ahora bien, revisando los costos marginales del despacho programado y del redespacho, publicados por XM, se tiene que para lo que va corrido del año 2018, el costo marginal del sistema ha sido en promedio de 94 COP/kWh, es decir, aproximadamente 29 USD/MWh, mientras que el costo promedio asociado a restricciones ha sido en promedio de 26 COP/kWh, es decir, aproximadamente 8 USD/MWh.

En ese sentido, llama nuestra atención cómo la Comisión puede asegurar que un activo, cuyo punto de equilibrio es 22 veces más alto que el costo asociado a las restricciones, puede servir para mitigar los costos de los problemas de congestión de la red existentes, señalando incluso en el documento soporte que *"(l)o que sí se obtiene como conclusión general, es que su instalación reduce el monto de las restricciones dado que sustituye generación de seguridad del área donde se instalen, que puede ser más costosa que la instalación de un sistema de almacenamiento"* (Subraya fuera de texto). La pregunta que surge desde esta Asociación es: ¿Cómo puede un activo, cuyo precio mínimo de remuneración para compensar la inversión durante su vida útil es de 170 USD/MWh, ser menos costoso que una generación a base de gas y carbón a la que sólo se le remuneran los costos variables?

Ahora bien, es claro que, con esta alternativa tal y como está planteada, lo único que se logra es desplazar de la tarifa los costos asociados a restricciones al componente de transporte, lo cual constituye un incentivo inicuo que remunera a aquél que está causando el problema en primer lugar.

Adicionalmente, si la Comisión tiene claro que el objetivo de la implementación de esta normativa es sustituir generación, con un dispositivo que además deberá contar con fronteras comerciales de generación y comercialización, ¿por qué no opta por dar el mismo tratamiento que se le daría a una fuente de generación para asegurar que su entrada se de en condiciones de eficiencia económica? Al respecto, citamos el informe de la fase I del consultor contratado para la actualización del código de redes, que en el numeral titulado "Regulación de los servicios prestados por los sistemas de almacenamiento – Baterías" señala:

"En conclusión, lo que se ha encontrado respecto a la incursión de almacenamiento de energía en sistemas de transmisión es:

-El almacenamiento se debe tratar como un agente híbrido entre generación y demanda

-Cuando se comporte como demanda, debe cumplir los mismos requisitos de la demanda (protecciones, rangos de operación, entre otros) y cuando se comporte como generador debe cumplir los requisitos de generador (desviaciones de frecuencia, rampas, curvas P-Q, entre otros) – ENTSO-E

-Para facilitar la incursión del almacenamiento es necesario desarrollar el mercado intradiario y el mercado de servicios asociados a la generación (regulación primaria y secundaria – servicios de balance) donde las baterías puedan ofertar su capacidad y sus requerimientos" (subraya fuera de texto)

En el Anexo 1 de esta comunicación, adicionalmente, presentamos las reglas vigentes en los mercados organizados de Estados Unidos, previo a la expedición de la Orden No. 841 de 2018 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Queremos destacar en los mercados de California ISO (CAISO), New England ISO (NE-ISO), Midcontinent ISO (MISO), New York ISO (NYISO), PJM Interconnection RTO (PJM), Southwest Power Pool (SPP) los principales elementos para la participación de los sistemas de almacenamiento en estos mercados:

1. Los sistemas de almacenamiento, en general, participan en el mercado mayorista de energía bajo alguna de las siguientes categorías: generación, respuesta de la demanda o recursos (que no son de generación o tecnologías alternativas) para la provisión de servicios auxiliares.
2. Los sistemas de almacenamiento ofertan parámetros técnicos que reflejan las características de estos.
3. Los sistemas de almacenamiento, en general, ofertan precios cuando participan bajo las categorías de generador o recurso de demanda en el mercado mayorista de energía y por lo anterior pueden ser recursos que definen el precio de equilibrio del mercado de energía o servicios auxiliares en el sistema.
4. La energía utilizada por los sistemas de almacenamiento es comprada y vendida al precio marginal de localización de la hora (LMP, por su nombre en inglés)
5. La gestión de los activos de almacenamiento es realizada por el propietario del sistema de almacenamiento.

De otra parte, en revisión de las cifras representativas en cuanto al cambio abrupto del valor de las restricciones del año 2017 al año 2018, llama nuestra atención el excesivo aumento en la generación de seguridad para el área Caribe de un año a otro. Teniendo en cuenta que, según XM, el 90% de las restricciones en el país son por sobrecarga, el 8% por tensión y el 2% restante por oscilación, y si bien es cierto que el área Caribe en particular ha venido presentando un crecimiento más acelerado de la demanda que en el resto del país, revisando las cifras publicadas por XM en el portal BI hora a hora para los meses comprendidos entre enero y octubre de cada año y asumiendo una capacidad constante de transporte desde el interior para los dos años, se tiene que aunque la demanda de la Costa Caribe ha aumentado en 100 MWh, la reserva rodante, es decir, la generación de seguridad que excede la demanda, ha aumentado en 200 MWh. Adicionalmente se observa que para el 2018, en horas valle, la reserva rodante alcanza los 600 MWh, mientras que en las horas pico dicha reserva es del orden de 350 MWh. Adicionalmente, esta misma generación fue del orden de 450 MWh en hora valle y de 170 MWh en hora pico, para el año inmediatamente anterior (Figuras 2 y 3).

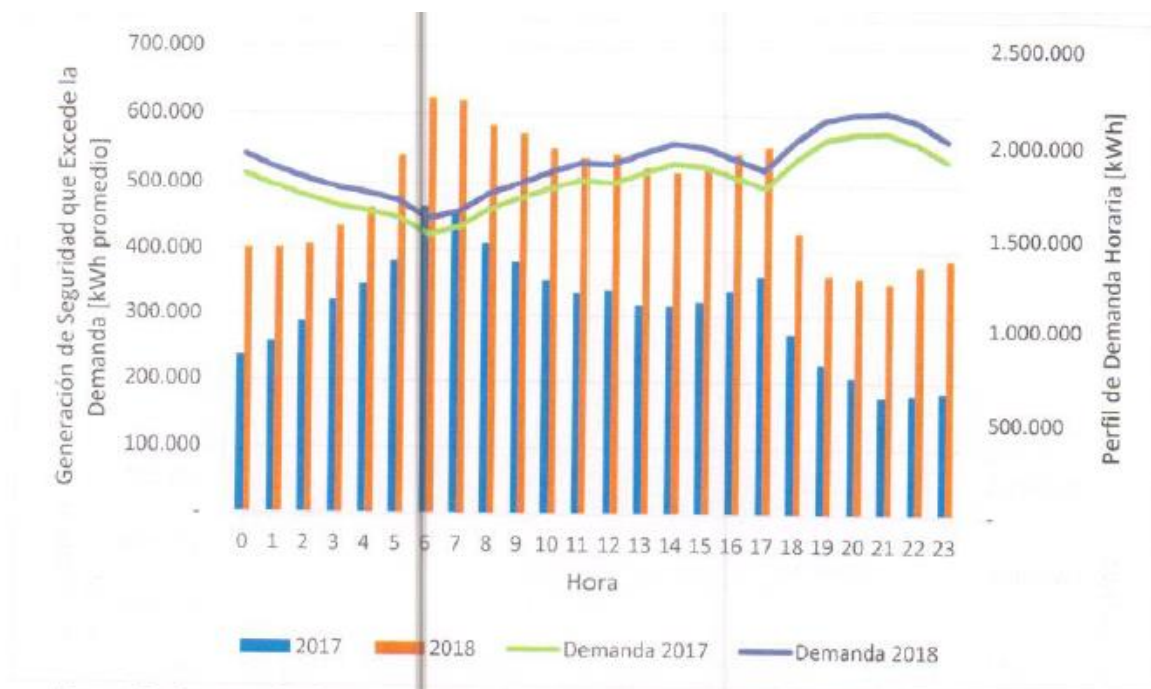


Figura 2. Reserva Rodante promedio 2017 vs 2018 - Elaboración propia con datos de XM.

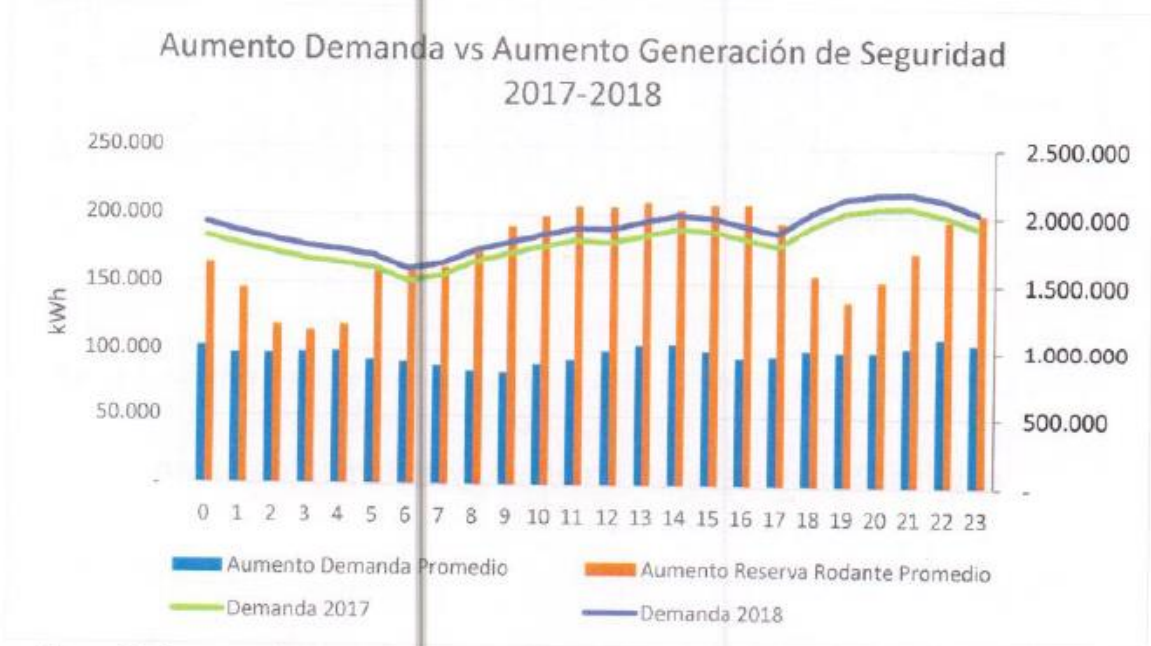


Figura 3. Aumento demanda promedio vs Aumento Reserva Rodante Promedio 2017-2018. Elaboración propia con datos de XM

En ese sentido, aunque es claro que estas cifras pueden ser afinadas y sustentadas, también dan un indicio de una posible sobreestimación de reservas por parte del operador del sistema. Si bien este hecho no es ajeno al contexto

internacional del planeamiento diario de la operación de un sistema eléctrico, sí es un problema en el contexto en que el operador del sistema es controlado por el agente interesado en la instalación de sistemas de almacenamiento como alternativa de alivio a las restricciones.

Al respecto, la experiencia internacional señala que la implementación de mercados intradiarios y de mercados de servicios complementarios contribuye a la optimización y eficiencia de la gestión del operador de red en el cálculo de reservas. A su vez, la implementación de señales de localización por precio, como lo son los precios nodales, contribuyen a una mejor identificación y valoración de las causas que han llevado a los comportamientos anteriormente mencionados, haciendo más transparente la operación del sistema. En ese sentido, para esta Asociación resulta al menos cuestionable que el regulador opte por la instalación de dispositivos de almacenamiento sumamente costosos por una presunta “urgencia”, antes de implementar los esquemas de mercado que contribuirían a mitigar el problema atacando sus causales de fondo.

Es evidente el interés de un transportador¹ por incluir dentro de su base de activos un dispositivo cuya inversión es equivalente a USD 150 millones², y que al calcular la anualidad del mismo, tomando una vida útil del SAEB de 10 años y utilizando el WACC de la actividad de transmisión (11.56%), es equivalente a USD 26 millones anuales y el rendimiento al final del período de análisis es equivalente a USD 110.7 millones. Resulta controvertible que el mecanismo de amortización y cobro por estampilla se utilice para disimular la magnitud del costo real que esta medida implica para el sistema y que de ninguna manera corresponde al aprovechamiento de economías a escala. Es preocupante que la lupa sobre el verdadero costo de las restricciones esté sobre los generadores, cuando la lupa debería estar sobre el marco regulatorio que define la valoración de la generación de seguridad y las consecuencias de este en el ejercicio de planeación y definición de infraestructura de los sistemas de transmisión nacional y regional.

Sin duda, la ejecución del plan 5 Caribe ha tenido dificultades para la entrada a tiempo de los proyectos adjudicados, sin embargo, estimamos oportuno que la

¹ Tenemos conocimiento que el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, el 22 de marzo de 2018 envió a la CREG una comunicación bajo el asunto “Algunos aspectos relevantes sobre Equipos de Almacenamiento”

² De acuerdo con lo expuesto por ISA en el III Foro de Energías Renovables No Convencionales de la ANDI realizado en Barranquilla los días 8 y 9 de noviembre del año en curso, en donde se habló de un proyecto de instalación de 60 MW de SAEB en una subestación de Barranquilla.

Comisión extienda un análisis mayor en términos de los criterios operación del sistema y en particular sobre la programación de reserva rodante en el área Caribe. De otro lado, consideramos que si no se definen las señales adecuadas de localización y revisión de la metodología de valoración para incorporar infraestructura eléctrica, los planes de expansión por default ya entran rezagados respecto de las necesidades reales de la red.

La Ley es clara en que no se puede trasladar a la tarifa costos asociados a ineficiencias en la gestión. Trasladar a la tarifa del usuario el costo de un dispositivo de almacenamiento como un activo de red es trasladarle todas las ineficiencias anteriormente relacionadas. Por lo tanto, Instamos a la Comisión a no promover medidas sin el debido análisis y discusión, a que avance en la implementación de las reformas a la arquitectura del mercado que ya están sobre la mesa y que con toda seguridad contribuirán a mitigar el problema de restricciones que se ha venido evidenciando, y a que asuma la alternativa anunciada en el documento soporte de regular los servicios prestados por los sistemas de almacenamiento, en la medida en que, así demore más, darán los precios de un mercado competitivo que garantiza la asignación eficiente de los recursos.

Esto sin tener en cuenta, además, como bien lo reconoce el documento soporte, que la instalación de baterías a gran escala constituye una solución cortoplacista, que en nada sustituye la necesidad real de la entrada en operación de los proyectos relacionados con la construcción de redes, los cuales en todo caso tendrán que entrar en operación y ser correspondientemente remunerados.

Finalmente, invitamos a la Comisión a evaluar la conveniencia de la relación de control existente entre ISA y XM. En primera instancia porque de acuerdo con el proyecto de resolución, el operador del mercado XM S.A. E.S.P., filial de ISA, es quien se convierte en el operador de los sistemas de almacenamiento, convirtiendo al operador del mercado en un pseudo-comercializador de la energía almacenada en la infraestructura de ISA. El operador de red y de mercado debiera ser un agente completamente neutral e independiente de tal manera que su gestión y credibilidad no se vean comprometidas por potenciales conflictos de intereses.

En primera instancia, queremos resaltar el esfuerzo de la CREG por definir el marco regulatorio necesario para la incorporación efectiva de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías – SAEB; consideramos, al igual que la Comisión, que la reglamentación de las condiciones de participación de estas tecnologías será fundamental para hacer frente a los atrasos en la entrada en operación de proyectos relacionados con la construcción de redes, los cuales en la actualidad suponen una necesidad de contar con generación de seguridad en ciertas áreas operativas, lo que ha llevado a un incremento significativo en el costo de las restricciones del sistema.

En este sentido, y dada la urgencia por implementar soluciones que permitan aliviar el costo de las restricciones, al tiempo que maximizan la función de mercado de corto plazo (de asignar eficientemente los recursos energéticos), consideramos fundamental profundizar en la regulación el principio de la libre competencia entre tecnologías y agentes, de manera que se evalúe de manera integral, todas las diferentes alternativas que podrían aportar en la solución de estas condiciones operativas, con el correspondiente costo de implementación para el mercado de cada una de ellas. Lo anterior, bajo el concepto definido en el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, que establece que “(...) es función de la Comisión de Regulación promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos”.

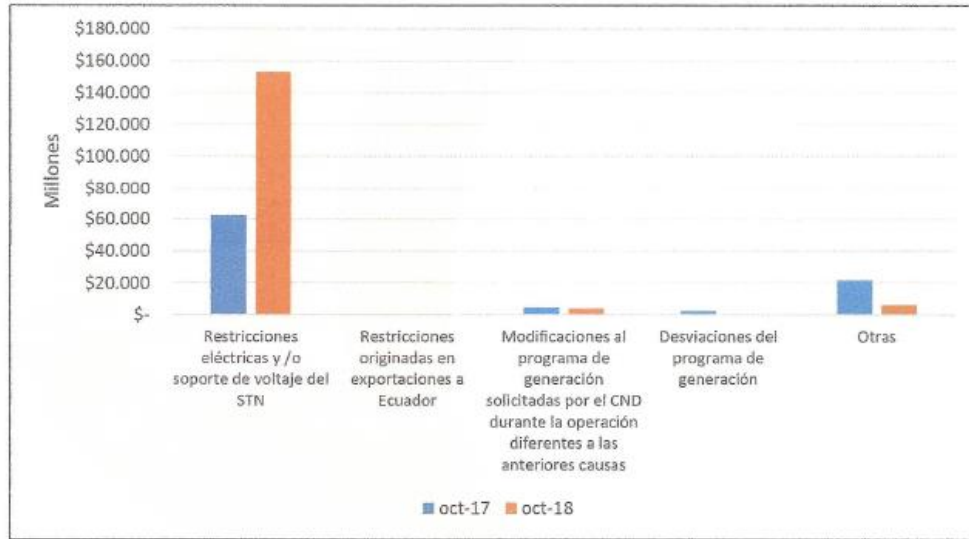
Con esto en cuenta, a continuación, respetuosamente nos permitimos presentar comentarios a las propuestas regulatorias definidas en el Proyecto de Resolución CREG 127 de 2018:

A. La promoción de la libre competencia entre nuevos agentes y tecnologías mediante mecanismos de mercado, es fundamental para atender las restricciones actuales del sistema mediante la implementación de las alternativas más costo-eficientes.

Como bien se menciona en los considerandos del Proyecto de Resolución, el problema que requiere una solución de corto plazo, corresponde al incremento en el valor de las restricciones, el cual como es de conocimiento de la Comisión ha pasado de representar un costo para el sistema de 8,69 \$/kWh (para agosto de 2012) a un costo actual cercano a los 35 \$/kWh.

El incremento significativo del costo de las restricciones, responde principalmente al incremento de las necesidades de generación de seguridad (por restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN), que equivalen al 93% de la generación de seguridad fuera de mérito (Gráfica 1). Particularmente, cerca del 50% de las reconciliaciones positivas del 2018 se ha concentrado en un agente, y gran parte de las restricciones se han concentrado en la región Caribe, cuya demanda tiene que asumir un pago anual cercano a \$150 millones de dólares por concepto de restricciones.

Gráfica 1 Generaciones de seguridad por causas CREG 063 de 2000 octubre 2017 vs octubre 2018



Fuente datos: XM; Elaboración propia

En este sentido, reconociendo que el problema fundamental es el alivio del costo de las restricciones, consideramos que más allá de la regulación aislada para la incorporación de los SAEB, la Comisión debe principalmente buscar promover la competencia entre tecnologías como alternativas de mitigación (SAEB, esquemas de Respuesta de la Demanda, Generación Distribuida, etc.), a través de la definición de las reglas de participación de estas nuevas tecnologías en los mercados de corto plazo.

Frente a este punto, consideramos que para lograr la eficiencia en el costo de las restricciones, se debe separar las restricciones producto de fallas en la red y atrapamientos de energía, de aquellas que son ajenas a las condiciones del sistema; lograr la diferenciación de estas dos condiciones, permitirá desarrollar de manera adecuada lo que resulta inminente, que es el diseño de la regulación necesaria para promover la competencia en el mercado de corto plazo entre recursos de generación¹, de almacenamiento y de respuesta de la demanda. Lo anterior, resulta fundamental, puesto que la definición de estos marcos regulatorios, permitirá que el sistema pueda atender o evitar las restricciones, con los recursos que realicen las ofertas más costo-eficientes para el mercado.

B. Los SAEB deben ser incorporados al SIN mediante mecanismos de mercado donde prime la libre competencia entre agentes, sin desconocer que este activo es una nueva tecnología con características diferentes a los recursos existentes en el sistema.

Entendemos que, contrario a otros sistemas eléctricos donde estos recursos participan en mercados de capacidad, los SAEB no tendrían las características para participar en el esquema del Cargo por Confiabilidad (excepto en los casos en que hacen parte de un recurso de RD con autogeneración). Por lo tanto, se hace necesario definir un esquema que reconozca la necesidad y atributos de los SAEB y que a la vez facilite el cierre financiero para promover su entrada.

¹ Revisar si hay mayor competencia y beneficios sociales en un esquema de ofertas por configuración de plantas.

En este sentido, el Proyecto de Resolución propone un esquema de convocatorias para este tipo de proyectos, y frente este, mencionamos que es importante que el esquema regulatorio definitivo, busque promover la entrada de nuevas tecnologías al sistema, además de garantizar el principio de libre competencia entre agentes. Para el caso particular de los SAEB esto será esencial para lograr su construcción a costos eficientes y de una manera oportuna.

De igual manera, no se puede dejar de lado, que si bien los servicios que presta esta tecnología pueden aportar al problema de retraso en la construcción de redes, el activo puede ser operado tanto por un agente transmisor como por un agente generador, o en todo caso por nuevos agentes que se integren en el sistema. Por lo anterior, el esquema regulatorio que se defina, debe propender por garantizar la mayor competencia posible, permitiendo la participación de cualquier agente y por lo menos debe aplicar la metodología de convocatoria vigente para los activos de expansión.

Con lo anterior en cuenta, sugerimos revisar a la luz del concepto de eficiencia económica, la prioridad que se está otorgando en el esquema, al agente con mayor cantidad de activos en la subestación del STN donde se va a conectar el SAEB, considerando que esta condición estaría limitando la competencia en la prestación de un servicio, donde ciertamente resulta posible promover esta misma entre agentes.

C. Es importante definir el tratamiento de estos activos en el MEM

Reconociendo que los SAEB son nuevas tecnologías, que cuentan con características diferentes a los recursos de generación y transmisión existentes, queremos mencionar que con el interés de lograr la integración efectiva de los recursos de almacenamiento, resulta necesario definir el tratamiento de estos activos mediante reglas de mercado que, reconociendo las características físicas y operativas de estas tecnologías (Ej. su capacidad bidireccional para inyectar energía a la red y recibir energía de esta), faciliten su participación en el SIN y en el Mercado Mayorista de Energía. En este sentido, sugerimos definir el concepto de recurso de almacenamiento y establecer la metodología de participación en el MEM, la cual debería ser independiente de las características del agente desarrollador del activo.

Con esto en cuenta, para efectos de la participación en el MEM sugerimos definir el recurso de almacenamiento como aquel conectado al STN/STR, que cuenta con la capacidad técnica y contractual de recibir energía eléctrica de la red y almacenarla para su posterior inyección de electricidad a la red. Asimismo, consideramos pertinente que la Resolución incorpore la siguiente definición de energía eléctrica almacenada como: *“energía disponible en el sistema de almacenamiento de energía, medida en kWh o MWh, que puede ser liberada como energía eléctrica mediante conversión química o mecánica.”*

De igual forma, consideramos que el marco regulatorio colombiano se beneficiará de una posterior definición de un Recurso de Energía Eléctrica Almacenada, como un tipo de activo diferenciado. Dicha definición permitirá su correcta incorporación en las distintas actividades de la cadena de valor de la industria eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización/carga) y que dicha actividad pueda ser realizada por cualquiera de los participantes de mercado, ofertando los distintos casos de uso/servicios de los que técnicamente es capaz.

Considerando que el recurso de almacenamiento podría ser propiedad de un transmisor, un operador de red o un generador, es necesario revisar las reglas de participación en aquellos casos donde el propietario del recurso sea un agente transmisor u operador, esto, toda vez que no habría razón para excluir un recurso de almacenamiento eléctrico de poder proporcionar un servicio eléctrico en el mercado mayorista, si ese recurso tiene las capacidades técnicas requeridas para hacerlo. De hecho, actualmente existen agentes transmisores propietarios de Static Var Compensator – SVC que se incorporaron al sistema como parte de una solución coyuntural pero que al día de hoy tienen la capacidad técnica y operativa para participar en un mercado de servicios complementarios contribuyendo a la competencia de este mercado.

Asimismo, considerando que la CREG dentro del documento CREG 095 de 2018, menciona la conveniencia de que el agente que instala el SAEB no sea el mismo que toma la decisión sobre la hora de carga de la batería, se pone a consideración de la Comisión revisar la metodología para mitigar posibilidades que habiliten el desarrollo de estrategias de coordinación entre agentes filial-matriz.

Por otra parte, el Proyecto de Resolución en el Artículo 4 “*Identificación de la necesidad de un SAEB*”, establece que la necesidad de instalar un sistema SAEB en el SIN, tendrá que ser determinada por la UPME mediante el Plan de Expansión, asimismo, el Proyecto de Agenda Regulatoria del Ministerio propone la publicación del mismo en noviembre de 2019 y el Proyecto de Agenda Regulatoria Indicativa de la CREG (Circular CREG 084 de 2018), contempla una Resolución definitiva sobre los servicios complementarios para el cuarto trimestre de 2019.

En este sentido, considerando que la Comisión pretende partir de las conclusiones del estudio de servicios complementarios para definir las condiciones mediante las cuales los sistemas de almacenamiento van a prestar estos servicios y obtener la respectiva remuneración, proponemos: 1) adelantar la publicación de la Resolución definitiva de servicios complementarios para el tercer trimestre de 2019, 2) analizar desde una perspectiva integral soluciones que permitan el alivio de costo de restricciones a través de la promoción de competencia mediante esquemas de mercado, e 3) incorporar en las diferentes soluciones, aquellas que permitan un alivio en el costo de restricciones (Ej. Respuesta a la demanda como recurso para la generación de seguridad, despacho por configuración y flexibilización de los requisitos de planeación de la operación). Asimismo, consideramos pertinente que previo a la publicación del Plan de Expansión, la UPME publique un listado preliminar de necesidades y subestaciones que se tienen consideradas para la aplicación de los mecanismos descritos en el Proyecto de Resolución.

Por último, con el objetivo de poder contribuir de manera conjunta con el análisis integral que se propone de las diferentes alternativas para el alivio del costo de restricciones, ponemos a consideración de la Comisión realizar un taller de socialización con los agentes representantes de la cadena.

ENTENDEMOS QUE EN ESTA OCASIÓN LA COMISIÓN A TRAVÉS DE LA PROPUESTA REGULATORIA PARA INCORPORAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL BUSCA; CON LA URGENCIA QUE AMERITA; TOMAR MEDIDAS QUE PERMITAN MITIGAR LOS EFECTOS PRODUCIDOS POR EL ATRASO; FALTA O INSUFICIENCIA DE REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. SIN EMBARGO; CONSIDERAMOS QUE ANTE LAS NECESIDADES DEL SISTEMA Y DEL MERCADO; EN PROCURA DE LLEGAR A SOLUCIONES QUE NO GENEREN DISTORSIONES SOBRE LOS DESARROLLOS REGULATORIOS FUTUROS; ESTE TEMA DEBE ABORDARSE DE LA SIGUIENTE MANERA: EN EL CORTO PLAZO DESDE UNA SOLUCIÓN ENCAMINADA A ATENDER LAS NECESIDADES URGENTES DERIVADAS DE LA FALTA O INSUFICIENCIA DE LA RED (POR EJEMPLO; RESOLVER EL INCREMENTO SOSTENIDO DE LAS RESTRICCIONES DE LA COSTA ATLÁNTICA); Y EN EL MEDIANO PLAZO CON UNA REGULACIÓN GENERAL QUE INCENTIVE LA INTRODUCCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN EL SIN.

ASÍ LAS COSAS; EN EL CORTO PLAZO Y CON EL SENTIDO DE URGENCIA QUE SE REQUIERE; COMPARTIMOS LOS TÉRMINOS GENERALES DEL ESQUEMA PROPUESTO PARA ESTE TIPO DE INICIATIVA; SIN EMBARGO; RESALTAMOS DOS ASPECTOS RELEVANTES QUE EN NUESTRO CRITERIO SE DEBERÍAN TENER EN CUENTA PARA LA ADOPCIÓN DEFINITIVA DE ESTA MEDIDA:

1. EL ESQUEMA PROPUESTO DEBERÍA PERMITIR UNA PARTICIPACIÓN MÁS AMPLIA QUE SOLAMENTE LA DE AGENTES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN; LO ANTERIOR EN LA PERSPECTIVA QUE LOS ACTIVOS DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS TIENEN CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y DE OPERACIÓN DIFERENTES A LAS DE LOS ACTIVOS DE RED TRADICIONALES. DE OTRA PARTE; EN VIRTUD DE LA ADAPTABILIDAD Y FLEXIBILIDAD DE ESTOS EQUIPOS; UN ESQUEMA MÁS ABIERTO PODRÍA CREAR CONDICIONES DE MAYOR COMPETITIVIDAD FRENTE AL FUTURO DESARROLLO DE UN MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.
2. DEBERÍAN INCLUIRSE ALGUNOS PARÁMETROS ADICIONALES PARA CARACTERIZAR ADECUADAMENTE LOS ESTÁNDARES DE OPERACIÓN REQUERIDOS; CON EL FIN DE DIMENSIONAR ADECUADAMENTE LA PROPUESTA TÉCNICA Y ECONÓMICA MÁS EFICIENTE. SOBRE ESTE ASPECTO EN EL ANEXO A ESTA COMUNICACIÓN SE PRESENTAN ALGUNOS DETALLES.

CON RESPECTO AL MEDIANO PLAZO; EL MARCO NORMATIVO GENERAL PARA LA INTRODUCCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN EL SIN DEBERÍA CONTEMPLAR DE FORMA ESTRUCTURAL LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

- CON EL FIN DE PROPENDER POR UNA ESTRUCTURA DE MERCADO QUE GARANTICE IGUALDAD DE CONDICIONES A LOS POTENCIALES INTERESADOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ALMACENAMIENTO; SE DEBE GARANTIZAR IGUALMENTE LA INDEPENDENCIA DEL OPERADOR DEL MERCADO Y EL TRANSPORTADOR DE ENERGÍA.
- DESDE LA PLANEACIÓN Y CON EL ÁNIMO DE INCENTIVAR LA INTRODUCCIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL; LA UPME DESDE EL PLAN DE EXPANSIÓN DEBERÁ IDENTIFICAR LAS NECESIDADES DEL SISTEMA; PARA QUE LA SOLUCIÓN DE LAS MISMAS PUEDAN SER CUBIERTAS POR LA MAYOR CANTIDAD DE OFERENTES; DONDE EL ESPACIO DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DEBE ESTAR PRESENTE.
- SE REQUIERE IDENTIFICAR LOS MÚLTIPLES USOS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO QUE PUEDEN SER EMPLEADOS EN CADA UNA DE LAS ACTIVIDADES DE LA CADENA (GENERACIÓN; TRANSMISIÓN; DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN).
- PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (REGULACIÓN DE FRECUENCIA; GESTIÓN DE REACTIVOS; SOPORTE DE TENSIÓN; ENTRE OTROS) QUE SE CONSIDEREN FUNDAMENTALES COMO HERRAMIENTAS OPERATIVAS PARA ATENDER LOS REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL SISTEMA; SE DEBE IDENTIFICAR DESDE EL PUNTO DE VISTA REGULATORIO EL ESQUEMA DE REMUNERACIÓN E INCENTIVOS Y DESDE EL PUNTO DE VISTA OPERATIVO LOS REQUISITOS TÉCNICOS A CUMPLIR.

Como representantes de uno de los mercados de comercialización más representativos del país, estamos de acuerdo con la necesidad de priorizar la expedición de esta resolución para brindar una señal que permita eliminar restricciones del STN y STR empleando sistemas de almacenamiento de energía-SAEB (baterías) e incorporar por primera vez en el nivel central este tipo de dispositivos.

Al mismo tiempo los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados en cada una de las actividades de la cadena (generación, transmisión, distribución y comercialización), por lo que consideramos que lo más conveniente para el sector es que esta tecnología se pueda introducir en la regulación específica de cada una de estas actividades, en lugar de definir una actividad de Almacenamiento.

Sobre la resolución en particular, consideramos que si bien existe un problema latente que es urgente atacar, con esta motivación no se puede expedir una regla general aplicable a una sola actividad sin condiciones que aseguren tratamiento igualitario para sus afines y para los agentes de otras actividades. Con lo cual sería inconveniente para el sector expedir esta propuesta, ya que no se aprovecharían los beneficios de la competencia en el desarrollo tecnológico del sistema y va en contravía de la institucionalidad, definición de roles y delimitación de actividades del sector. Específicamente los artículos 1°, 2°, 3°, 4° y 5° del proyecto de resolución implican privilegiar una actividad en particular, por las siguientes razones:

- i) Asignan en la práctica las expansiones con Sistemas de Almacenamiento –SAEB en el sistema de transmisión nacional y transmisión regional, a los agentes propietarios de la infraestructura o a los transmisores que tengan más puntos de conexión en los mercados de comercialización, lo cual deja en la práctica sin utilidad los esquemas de competencia por el mercado dispuestos en las Resoluciones CREG 022 de 2001 (y subsiguientes) y la Res. CREG 024 de 2013.
- ii) Es contraria al párrafo 3° del artículo 32 de la Ley 143 de 1994, cuando en el artículo 4° establece que *“en los dos casos el SAEB puede conectarse en niveles de tensión inferiores a los que generalmente operan los sistemas mencionados”*, dado que la norma propone que los agentes transmisores ejecuten proyectos en el STR (e incluso en los SDL) pese a que los distribuidores son los únicos agentes habilitados por la ley como responsables de expandir estos sistemas.
- iii) Dado que las actividades de Transmisión y Distribución ejercen un rol pasivo desde el punto de vista del servicio público, la propuesta regulatoria no establece si los proyectos ejecutados por los transmisores y operadores de red dentro del alcance del proyecto de norma previsto estarían habilitados para prestar los Servicios Complementarios cuando exista la regulación del caso.
- iv) La propuesta regulatoria establece *“El CND programará y ejecutará la carga del sistema de almacenamiento, en las horas en las que en el despacho se prevea que se tendrían los menores precios de bolsa”*, lo cual debe analizarse a profundidad, a fin de mantener su neutralidad y evitar que por su vinculación económica con uno de los principales agentes del Sistema de Transmisión Nacional resulte convirtiéndolo en un agente activo con posibilidad de participar en la formación de precios del Mercado de Energía Mayorista.
- v) Cualquier potencial conflicto de interés podría limitar las posibilidades de algunos agentes para realizar la expansión.

En síntesis, conforme lo anterior, se hace notar que las soluciones de expansión de los sistemas de distribución local y transmisión regional deben ser identificadas por los Operadores de Red y con ellas la ejecución de las obras deberá estar a cargo de los distribuidores, a su vez, el esquema de competencia por la expansión del Sistema de Transmisión Nacional está dispuesto y es necesario profundizarlo. Considerando que existe claridad en los esquemas de expansión tanto en el STN, como en el STR, no se deben aplicar normas aunque sean transitorias hasta 2021 para resolver problemas coyunturales privilegiando una actividad de la cadena.

Por las razones mencionadas, debido al carácter de urgencia que ha significado para la demanda incurrir en altos costos de restricciones y compartiendo una de las consideraciones de la resolución puesta a comentarios que establece *“Dada la urgencia requerida para que estos sistemas entren en operación, y mientras se regulan los servicios complementarios, es conveniente permitir la entrada de los sistemas de almacenamiento, con el fin único de mitigar los problemas existentes por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica.”*, se propone que se expida una convocatoria pública con el único propósito de eliminar las restricciones asociadas a congestiones de red en el área Atlántico tanto en la transmisión como en el sistema de transmisión regional de esta sub-área para ejecutar exclusivamente las obras definidas por la UPME en el Plan de Expansión 2015-2029.

En caso tal, que los SAEB formen parte de los sistemas de transmisión nacional o regional, se solicita que esta resolución específica indique que la ejecución de estas obras se desarrolle mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y la Resolución CREG 024 de 2013, según corresponda. Al mismo tiempo, se sugiere preservar los capítulos de Remuneración (cap. 4) y energía utilizada (cap. 5) principalmente, con algunos ajustes frente al proyecto propuesto que se exponen a continuación y en el anexo a esta comunicación.

En relación con el artículo 23° referido a los pagos posteriores al periodo de pagos, se solicita revisar el texto *“Si la UPME encuentra que el proyecto ya no es necesario en el sistema, después de finalizado el periodo de pagos, no habrá lugar a la remuneración de los activos que lo comprometen”* pues si bien se entiende el propósito de esta regla, dado que no se estipulan condiciones de “estado de los activos” el planteamiento desestimularía el mantenimiento y reposición de elementos dentro del SAEB hacia el final del periodo, con lo cual quedaría cuestionada la garantía de mantener la eficiencia mínima de este dispositivo durante todo el periodo.

En lo concerniente al capítulo de Energía Utilizada, es de la mayor relevancia detallar los procesos de carga y descarga del SAEB que debe seguir el CND así como los tratamientos de las medidas de energía. De una parte es necesario que la Comisión brinde unas pautas mínimas bajo las cuales el delegado del Ministerio de Minas y Energía deba especificar en los Documentos de Selección los Sistemas de Almacenamiento de Energía para el objeto de la actividad de Transmisión y Distribución, de manera que partiendo de esta base, el CND cuente con los elementos para administrar operativamente este dispositivo, además que la operación que haga el CND no puede afectar las características de eficiencia y ciclos de operación y en general el buen funcionamiento del SAEB. En esta medida, se hace necesario igualmente que la Comisión determine el procedimiento mediante el cual el CND deba realizar la fase de carga de las baterías en el despacho diario, toda vez que no es clara la frase *“El CND programará y ejecutará la carga del sistema de almacenamiento, en las horas en las que en el despacho se prevea que se tendrían los menores precios de bolsa”* por cuanto esta entidad no puede tomar un rol activo en el sentido que no está facultada para tomar posiciones en el mercado mayorista ni incidir en la formación de precios, salvo que se trate de procedimientos o mecanismos detallados adoptados con soporte en la regulación económica.

Igualmente importante es la liquidación del monto de restricciones dado los beneficios de la operación con baterías, en este sentido, surge la inquietud sobre la manera en que se plantea la liquidación en el sentido del artículo 29° que establece *“El ASIC, con base en los precios de bolsa de horarios, hará la liquidación horaria de la energía tomada y de la energía entregada al sistema; el monto resultante hará parte del valor de las restricciones del STR donde esté instalado el SAEB, o de todo el sistema si el SAEB se instala para suplir necesidades del STN.”* Sobre este particular se solicita definir en detalle el proceso a seguir por parte del ASIC para la liquidación de restricciones tal que la operación con baterías debe representar una reducción de las generaciones de seguridad y por consiguiente configurar un alivio al valor mensual del costo de las restricciones en el sistema, dando coherencia a la contrapartida que significa remunerar estos dispositivos en la componente T o D de la fórmula tarifaria.

En los aspectos procedimentales, es necesario complementar la norma clarificando al CND cómo será el tratamiento del registro, las responsabilidades del agente y el procedimiento de inscripción de fronteras (no puede asimilarse al trámite extenso y detallado para fronteras de generación por ejemplo) además que a nuestro entender se debería tratar como una frontera bidireccional o dos fronteras comerciales con un solo punto físico de medida. A su vez establecer que, dado que las mediciones de las energías asociadas con el SAEB se excluirán del índice de pérdidas, los efectos técnicos y de remuneración ocasionados por estos dispositivos en todo caso deberán ser acordados entre las partes en el contrato de conexión.

Como complemento a las observaciones anteriores, sugerimos que como insumo para el país y posibles inversionistas en este tipo de soluciones, la información concerniente a las restricciones y sus respectivas causas sean completamente públicas y de fácil entendimiento, esto permitirá que los promotores de soluciones con baterías cuenten con información suficiente en igualdad de condiciones de manera que la provisión de los diversos usos de las baterías esté al alcance de todos los potenciales oferentes.

Teniendo en cuenta que las baterías cuentan con amplias posibilidades en la industria eléctrica, con aplicaciones para aliviar restricciones, gestionar la capacidad de la red (optimizando temporalmente la expansión), proveer respaldo de red y utilidad en zonas de difícil acceso o inclusive en zonas aisladas, así como regulación de frecuencia, gestión de reactivos, soporte de tensión, entre otros servicios complementarios, vemos necesario que los beneficios de incorporar estas tecnologías sean aprovechados lo antes posible en el sector eléctrico, toda vez que el artículo 38° da a entender que esta normatividad sería expedida en 2021 lo cual puede implicar significativas pérdidas de eficiencia técnica y económica que inciden en el bienestar de los usuarios finales. Por consiguiente, de la manera más respetuosa se solicita prever en la agenda del año 2019 la expedición en forma definitiva la regulación de servicios complementarios y aquella que permita adaptar en lo pertinente las normas en las actividades de distribución y transmisión que hagan gestionable la operación con baterías en un ámbito de agentes pasivos del sistema.

Resaltamos los esfuerzos regulatorios que la Comisión viene adelantando con el fin de reducir los costos de las restricciones que se trasladan a la demanda producto de los inconvenientes que se presentan por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.

No obstante, partiendo del objetivo del regulador de abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, sugerimos a la Comisión que se dé un mayor detalle de los documentos que soportan la decisión de implementar un mecanismo transitorio para la incorporación de baterías al SIN con el único fin de mitigar las restricciones y no esperar a la expedición de la regulación de los Servicios complementarios que contempla múltiples usos para las baterías.

En este mismo sentido, nos parece importante que se tengan los análisis y las comparaciones numéricas que permitan evidenciar que la instalación de un SAEB como medida transitoria (durante el tiempo que demoren las obras del STN- STR en entrar en operación) contribuirá a reducir el monto de las restricciones y en general en la tarifa de energía para el usuario final.

Por otro lado, consideramos que la propuesta limita la competencia al determinar que los encargados de las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica sean los únicos que puedan participar en los procesos de adjudicación del proyecto de instalación de sistemas de almacenamiento. Por lo que amablemente proponemos a la CREG que la propuesta no esté limitada a Transmisores Nacionales u Operadores de Red, sino por el contrario que en los procesos de selección puedan participar todas las personas jurídicas interesadas en instalar y mantener el SAEB.

Finalmente, en referencia a los artículos 28 y 29 del proyecto de resolución, es relevante que se precisen los procedimientos que deberán ejecutar el CND y el ASIC para:

- El proceso de carga de la batería, el cual debe estar acorde con los criterios utilizados por la UPME para determinar el requerimiento del SAEB.
- La liquidación horaria de la energía tomada y entregada al sistema que servirá para determinar el valor de las restricciones del STN o STR.

- Entendemos del proyecto normativo, que una vez la UPME identifique la necesidad de instalar en el SIN un Sistema de Almacenamiento de Energía a través de Baterías-SAEB, ya sea a nivel del STN, STR o SDL, la primera opción de ejecución de este dispositivo la tendría el responsable del punto donde se conectaría dicho elemento, es decir, un Transmisor Nacional-TN, Transmisor Regional-TR u Operador de Red-OR. Consideramos que este enfoque es positivo, ya que permitiría una rápida puesta en servicio de los SAEB cuando son necesarios para mitigar o eliminar restricciones del Sistema.

Se plantea en la Resolución (Artículo 4) que la Unidad definirá el número de años que se requiere en servicio el SAEB, junto con las demás condiciones técnicas relacionadas con la aplicación objeto del proyecto regulatorio. Y se propone que, una vez transcurrido el periodo definido por la UPME para la operación de las baterías, esta entidad podrá definir si se requiere o no de manera definitiva, o por un tiempo adicional (Artículo 23).

En este sentido, es claro que la propuesta de la Comisión sólo incluye la aplicación de gestión de restricciones, dejando de lado las demás funcionalidades de los sistemas de almacenamiento electroquímico. Es decir, es muy probable que el dispositivo solo se diseñe para esta tarea, razón por la cual tendría un uso marginal una vez entren en operación las obras de transmisión o subtransmisión que eliminen la restricción eléctrica de manera estructural (caso Atlántico). Por lo anterior, sugerimos a la CREG estudiar la posibilidad de permitir la inclusión de otros servicios en los análisis beneficio/costo de la UPME, como la regulación primaria y secundaria de frecuencia, desplazamiento de la curva de carga, gestión de la intermitencia de fuentes de generación variable, entre otras; de tal manera que no se pierda la utilidad de estos dispositivos cuando la expansión convencional de red se materialice y se eliminen las restricciones. Si bien entendemos que lo anterior podría ocasionar un costo adicional para los SAEB y una remuneración diferente para esta clase de tecnología en función de la aplicación, el beneficio económico para la operación del SIN sería mucho mayor.

- La resolución también establece que la carga y descarga de los SAEB es responsabilidad del CND. Sugerimos ajustar el proyecto normativo, ya que como está redactado, la descarga de la batería no sería automática, imposibilitando el servicio que han planteado la UPME y XM para su instalación en la subárea Atlántico. Adicionalmente, la carga no debe estar supeditada solamente a la condición de un precio bajo de bolsa, ya que también depende de las particularidades de la subárea donde se instalan y la aplicación definida. En Atlántico, por ejemplo, la carga podría implicar restricciones durante este proceso, al margen que la batería con un nivel de carga óptimo-SoC reduzca de forma dramática la programación de generación de seguridad, ello, hasta la materialización de un número específico de contingencias sencillas que ameriten su carga nuevamente.
 - Finalmente, recomendamos estudiar el efecto de que estos nuevos elementos sean operados por XM-CND, siendo esta una empresa filial de ISA, propietaria de redes de transmisión nacional.
-

- Si bien el objetivo de la resolución de mitigar la problemática de la insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN, a través de un sistema de almacenamiento con baterías (SAEB), se considera como una buena medida de mitigación, esta no puede ser considerada como una medida permanente. Por tanto, la resolución debe definir claramente que sea transitoria, donde el alcance debe estar enfocado hacia la ampliación del sistema de redes a nivel nacional.
- Es pertinente, antes de que el agente (existente o adjudicatario) le sea adjudicado la instalación de un SAEB, que se lleve a cabo un estudio o análisis de los beneficios técnicos y comerciales para la demanda. Debido a que es la demanda quien remunerará los activos (cargos del STN o STR) y se espera que los sistemas de almacenamiento generen un ahorro o beneficio mayor (menores restricciones, despacho de plantas menos costosas) a lo que pagaría por este tipo de sistemas complementarios.
- Es necesario precisar como el ASIC hará la liquidación horaria de la energía almacenada y descargada en el sistema y como sería el efecto en el valor las restricciones específicamente.
- Es importante que la expedición de la resolución sea lo más pronto posible, así como los procesos para la entrada de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

-
- 1) En cuanto a la definición de la necesidad de instalar un Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías -SAEB- se indica que corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME- identificarla para que sea incluida dentro del Plan de Expansión. Al respecto recomendamos a la Comisión incluir la posibilidad de que las necesidades sean identificadas también por los Operadores de Red -OR- en la función de planeamiento de sus sistemas o por el Centro Nacional de Despacho –CND- dentro de las propuestas de reducción de restricciones, quienes las pondrán a consideración de la UPME.
 - 2) Entendemos que los SAEB se comportarán como una demanda o como una generación según corresponda y en este sentido entendemos que al SAEB se le aplicarán, en lo que aplique, las condiciones y requisitos propios de una demanda o generación.
 - 3) Respecto del artículo 5, recomendamos indicar que, cuando un agente existente no manifieste su interés de construir un SAEB como ampliación de su sistema, se establezca que este agente no podrá presentarse a la convocatoria que realice la UPME a efectos de adjudicar la respectiva construcción del SAEB.

4) Se indica en el párrafo del artículo 11:

“...Los costos asociados a la conexión del proyecto, diferentes a arriendos o construcción de activos, se considerarán incluidos dentro de la remuneración de las actividades de transmisión y distribución de los agentes existentes y por lo tanto no deberán incluirse dentro de la oferta que presente el proponente...” (Subrayado fuera de texto).

Al respecto consideramos que debe revisarse la pertinencia de la no inclusión de los costos asociados a la conexión del proyecto en la oferta que debe presentar el proponente, y recomendamos que los activos de conexión propios del SAEB estén a cargo del proponente y, por tanto, sean parte integral de la oferta.

5) Frente a la fecha de puesta en operación del SAEB y el inicio de la remuneración se establece:

i. En el artículo 8:

“Fecha de puesta en operación comercial, FPO. La fecha de puesta en operación comercial de un SAEB es la fecha en la cual se prevé su puesta en operación, y debe coincidir con la establecida en el plan de expansión del SIN

La FPO podrá ser modificada en los siguientes casos:

- a) *previa aprobación del MME o la entidad que este delegue, cuando ocurran atrasos por fuerza mayor debidamente comprobada, por alteración del orden público acreditada por la autoridad competente que conduzca a la paralización temporal en la ejecución del proyecto y que afecte de manera grave la FPO, o por demoras en la expedición de la licencia ambiental originadas en hechos fuera del control del agente encargado del proyecto y de su debida diligencia.*
- b) *cuando el agente encargado del proyecto dé cumplimiento a lo previsto en el numeral 8 del anexo.”*

ii. Y en el artículo 22, literal b):

“b) el IAE se empezará a pagar al agente seleccionado a partir del primer día calendario del mes siguiente a la fecha de puesta en operación comercial del proyecto, certificada por el CND;” (Subrayado fuera de texto).

Respecto de los textos citados, recomendamos a la Comisión indicar a partir de cuándo se deberá iniciar la remuneración del SAEB en caso de que el proyecto sea entregado en operación **antes** de la fecha establecida en el Plan de Expansión, ya que en este caso no coincidirían dichas fechas.

6) En cuanto a lo establecido en el artículo 26, recomendamos incluir la forma en la cual la UPME indicará la eficiencia mínima que deben cumplir los SAEB que no sean instalados a partir de una convocatoria sino como una ampliación del Transmisor Nacional –TN- o del Operador de Red –OR-.

7) El artículo 27 del proyecto establece:

“Fronteras comerciales. Como requisito previo para conectarse al SIN, el agente responsable del SAEB, además de las fronteras para sus consumos propios, deberá contar con dos fronteras comerciales debidamente registradas:

- a) *una para medir el consumo de la energía utilizada para cargar las baterías, la cual deberá cumplir con los requisitos exigidos para una frontera de comercialización entre agentes y usuarios; y*
- b) *una para medir la energía entregada al sistema, la cual deberá cumplir con los requisitos exigidos para una frontera de generación, con la excepción de que su representante no será un agente generador.”* (Subrayado fuera de texto).

Respecto de este artículo tenemos los siguientes comentarios:

- i) Recomendamos incluir en el artículo 3 del Código de Medida un nuevo representante de frontera correspondiente al responsable del SAEB.
- ii) Respecto del literal a) indicar que, respecto de la frontera para medir el consumo del SAEB, la misma tiene la excepción de que el representante no es un comercializador y por lo que entendemos no le aplicarán las reglas establecidas en la Resolución CREG 156 de 2011. De forma similar, recomendamos establecer las responsabilidades que tendrá el representante del SAEB que resulte adjudicado mediante una convocatoria frente al TN o el Operador de Red del punto en el cual se conecta el SAEB.
- iii) Respecto de las fronteras para medir el consumo de la energía y para medir la energía entregada al sistema, entendemos que para efectos del registro se aplican los plazos y requisitos establecidos en las Resoluciones CREG 157 de 2011 y CREG 038 de 2014.
- iv) Entendemos que las fronteras que registre el representante del SAEB se encuentran sujetas a reporte de lecturas de acuerdo con el tipo de frontera, generación o consumo, dentro de los plazos de reporte establecidos en el Código de Medida. Al respecto recomendamos indicar la consideración que debe tener el ASIC en caso del no reporte de lecturas por parte del representante de la frontera SAEB y la aplicación de la estimación de lecturas de la que trata el artículo 38 del Código de Medida.

- v) Recomendamos indicar, para estas fronteras, si serán objeto de cancelación en caso de que se configure alguna de las causales establecidas en la normatividad vigente, por ejemplo, el Código de Medida, bien sea por superar plazos de normalización de una falla en la frontera o por incumplimientos o superación de plazos asociados con los artículos 35, 37, 39 y el Anexo 7 del Código de Medida.
- 8) Frente a los procesos de carga y descarga del SAEB, en el artículo 28 se establece:

“...Procesos de carga y descarga del SAEB. En la instalación de un SAEB se debe tener en cuenta que la toma y entrega de energía de las baterías serán operadas remotamente por el CND. El CND programará y ejecutará la carga del sistema de almacenamiento, en las horas en las que en el despacho se prevea que se tendrían los menores precios de bolsa y considerando las condiciones operativas del sistema donde está conectado el SAEB...” (Subrayado fuera de texto).

Al respecto recomendamos a la Comisión establecer que el CND propondrá a la CREG, para su aprobación, un procedimiento en el cual se establezca la forma en la cual el CND va a estimar el menor precio de bolsa para la carga, y considerar los requerimientos para la entrega de energía al sistema de acuerdo con las necesidades y requerimientos definidos por la UPME.

De otra parte, recomendamos indicar que el CND podrá suspender el proceso de carga si la seguridad del sistema así lo requiere y en este sentido, solicitamos indicar que el proceso de carga o descarga podrán ser objeto de redespacho.

- 9) Respecto del artículo 29, *Tratamiento de las medidas de energía*, presentamos los siguientes comentarios:

- i. En este artículo se establece lo siguiente:

“El ASIC, con base en los precios de bolsa de horarios (sic), hará la liquidación horaria de la energía tomada y de la energía entregada al sistema; el monto resultante hará parte del valor de las restricciones del STR donde esté instalado el SAEB, o de todo el sistema si el SAEB se instala para suplir necesidades del STN.” (Subrayado fuera de texto).

Al respecto, solicitamos a la Comisión indicar que para el caso de asignación de restricciones en el STR esta asignación se hará a prorrata de la demanda comercial de los Comercializadores en el STR respectivo.

ii. Con respecto a la mención:

"...o de todo el sistema si el SAEB se instala para suplir necesidades del STN"

Sugerimos modificarla por:

"...o de todo el sistema a prorrata de la demanda comercial de todos los comercializadores, si el SAEB se instala para suplir necesidades del STN"

iii. En relación con el siguiente aparte:

"Con el propósito de verificar que cada SAEB cumple con el requisito de eficiencia mínima exigida, una vez finalizado cada mes calendario, el ASIC hará un balance teniendo en cuenta las siguientes medidas: energía tomada del sistema, energía entregada al sistema y las energías almacenadas en el SAEB al inicio y al final del mes. Si se encuentra un faltante de energía para cumplir con la eficiencia mínima, la energía faltante se facturará al responsable del SAEB..." (Subrayado fuera de texto).

Al respecto, entendemos que el balance del que trata el artículo mencionado tiene como objetivo encontrar, en caso de existir, el faltante de energía con el cual el SAEB cumpliría con la eficiencia mínima.

Por su parte, entendemos que la eficiencia mínima de un SAEB se define como la cantidad de energía que el SAEB devuelve al sistema con respecto a la cantidad de energía que toma de la red. En ese sentido, nuestro entendimiento sobre el balance mencionado correspondería calcular en caso de que aplique, el valor faltante de la cantidad de energía que el SAEB debió devolver al Sistema con respecto a la cantidad de energía que tomó de la red, para que esta comparación sea igual a la eficiencia mínima.

Considerando el entendimiento anterior, recomendamos a la Comisión indicar que el ASIC propondrá para aprobación de la CREG la forma en la cual realizará el balance antes indicado, incluyendo la consideración de la energía entregada en el despacho ideal y la participación en pérdidas de la energía consumida por el SAEB.

iv. Con respecto a la mención:

“...Si se encuentra un faltante de energía para cumplir con la eficiencia mínima, la energía faltante se facturará al responsable del SAEB, con el precio promedio ponderado de bolsa del mes en revisión...”
(Subrayado fuera de texto).

Entendiendo que el precio de bolsa es el nacional, solicitamos a la Comisión especificar en la resolución definitiva que el mismo corresponde al *precio de bolsa nacional*. Adicionalmente, solicitamos se indique con que variable se realizará la ponderación del precio de bolsa correspondiente.

De otra parte, recomendamos revisar si en condiciones críticas se debe seguir usando el precio promedio ponderado de bolsa, o incluir el precio de escasez ponderado.

v. Con respecto a la mención:

“...y este resultado se aplicará como un menor valor de restricciones del área donde esté conectado el sistema de almacenamiento.”

Respecto de la asignación se recomienda indicar que dicha asignación se hará a prorrata de la demanda de los Comercializadores presentes en el STR donde esté conectado el SAEB, o de todos los Comercializadores a prorrata de su demanda en caso de que el SAEB esté conectado en el STN.

vi. Respecto del último párrafo del artículo 29:

“...El CND y el LAC deberán manejar en forma separada el efecto que estas medidas causen en la determinación de los índices de pérdidas. Los efectos de la instalación de los SAEB se excluirán del cálculo de los índices de pérdidas utilizados para verificar el cumplimiento de compromisos relacionados con este índice...”

Recomendamos a la Comisión que se establezca que esto se desarrollará a través de un procedimiento construido por el CND y el LAC, el cual será dispuesto para aprobación de la CREG.

- 10) En el artículo 30 se establece la Calidad del Servicio y Calidad de la Potencia dejando en 20 horas la máxima indisponibilidad de un SAEB y se indica: “El responsable del SAEB deberá coordinar con el CND para utilizar estas horas”, al respecto recomendamos detallar en la resolución definitiva los siguientes temas:

- i) Reporte de eventos del SAEB.
- ii) Manejo de indisponibilidades excluidas.
- iii) Mantenimientos mayores.
- iv) Obligación de informar el plan de mantenimientos.
- v) Procedimiento de cálculo de la Energía No Suministrada.
- vi) Tiempos de maniobra.
- vii) Cálculo de compensaciones

11) En el artículo 31 se establece:

“...Garantía de cumplimiento. El ejecutor del proyecto debe asegurar, mediante la constitución de una garantía, que la instalación del SAEB se realizará en las condiciones y fechas establecidas en el plan de expansión del SIN. El valor de la cobertura de esta garantía se entenderá como una estimación anticipada de los perjuicios por la no ejecución del proyecto.

La garantía deberá cumplir con lo establecido en el anexo. El ejecutor del proyecto deberá constituir y entregar al ASIC la garantía para su aprobación, teniendo en cuenta los plazos previstos en los documentos de selección o en esta resolución, según sea el caso...”

Al respecto, recomendamos que la constitución de una garantía para la instalación del SAEB deba ser presentada tanto por los adjudicatarios mediante procesos de convocatorias desarrolladas por la UPME como por los agentes existentes que la realicen como ampliación del STN o el STR.

- 12)** En el artículo 37, frente a los incumplimientos graves e insalvables, solicitamos indicar de manera explícita que será la UPME quien le informe al ASIC que se ha configurado un evento de incumplimiento, para que el ASIC ejecute la garantía.
- 13)** Se establece en el artículo 38 que la aplicación del mecanismo propuesto para la instalación de los SAEB que se establece mediante la resolución en consulta será hasta el 31 de diciembre de 2022. Al respecto no resulta claro el procedimiento que debe aplicarse en caso de que un proyecto, decidido bajo la vigencia de la resolución definitiva que se expida, por alguna razón entre en operación con posterioridad al 31 de diciembre de 2022.
- 14)** Respecto del Anexo se establece en el literal a del numeral 6 que la obligación del ejecutor de poner en operación comercial el SAEB se entiende cumplida con el informe que emita el CND dando cuenta de la entrada en operación comercial del SAEB. Al respecto recomendamos a la Comisión que, previo a la expedición de dicho informe, el CND deberá disponer del certificado del interventor, en el que éste dé cuenta del cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos para el proyecto.
- 15)** Entendemos que el objeto de la resolución es transitorio y está centrado en la mitigación coyuntural de la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. No obstante lo anterior, entendemos que en el marco de los estudios que actualmente adelanta la CREG, la tecnología de los SAEB se regulará como una alternativa permanente, en la cual se considerará que los mismos pueden ser utilizados para prestar Servicios Complementarios en el SIN.

SECCIÓN	OBSERVACIONES
Capítulo 5, energía utilizada.	Se sugiere incluir que las personas que presten el servicio de SAEB, participen en los balances de transferencias de energía por las inyecciones y retiros de energía a que dicha prestación dé lugar, asumiendo los saldos de inyecciones y retiros valorizados que correspondan en dicho balance.
Rol de la UPME	En cuanto a que sea la UPME, el que evalúe si se requiere o no almacenamiento, el nivel de eficiencia del mismo, y en general, el tiempo y la dimensión de la construcción, se sugiere que sea obligatorio un concepto por parte del Consejo
	Nacional de Operación Eléctrico en relación a la decisión de la UPME.
Control al arbitraje de precios de energía	Para resguardar la libre competencia se sugiere que los prestadores de los SAEB declaren el nivel de energía almacenada y revisar la conveniencia de definir un precio máximo a pagar por parte de los agentes a los SAEB en época de escasez o alta necesidad de energía.

Comentarios Generales

- De manera respetuosa queremos hacer el llamado a que la prestación del servicio de almacenamiento enfocado a reducir restricciones en el SIN no tenga una asociación directa con un agente o eslabón de la cadena (T o OR). Adicionalmente por ser el problema de restricciones un problema general del sistema se debería permitir la participación de cualquier agente de la cadena eléctrica que pudiera cumplir con los requisitos de prestación del servicio.
- Para no restringir los beneficios de la competencia, se propone que después de encontrado el problema y planteada la solución en el Plan de Expansión que promulgue la UPME, se promocióne un proceso de libre competencia mediante un proceso de selección entre todos los interesados, incluidos los agentes incumbentes, donde se definan los criterios de eficiencia y selección del desarrollador de la infraestructura. Esto beneficia a la demanda para que obtenga una solución factible a un costo eficiente.

- Consideramos que la propuesta de que la remuneración de los activos de almacenamiento sea incluida dentro de los ingresos regulados cuando los realicen agentes de Transmisión u Operadores de Red y en caso de nuevos agentes bajo una asignación de un Ingreso Anual Esperado.
- La resolución indica que las tasas de descuento del ingreso esperado están acotadas a las usadas para los negocios del STN y STR, pero es claro que en algunos casos la solución se implemente en el SDL por lo que existe indefinición de como remunerar los activos de almacenamiento en este caso.
- Dada la naturaleza multipropósito de los sistemas de almacenamiento la solución enfocada solo a reducir restricciones no deja abierta la puerta para que se presten servicios adicionales y que pueden ser de interés en las zonas donde se instalan. Por lo anterior se debe buscar la integración de los activos SAEB dedicados a aliviar restricciones de transmisión en los esquemas de participación y selección de activos que presten los servicios complementarios, una vez se venza el periodo de remuneración aprobado por el regulador.
- En vista que la propuesta regulatoria para la reducción de restricciones con sistemas de almacenamiento solo estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021, quedan acotadas las opciones de instalación de estos sistemas a lo que se defina en los planes de expansión anuales elaborados por la UPME lo cual limitara las opciones de implementación de soluciones que benefician a la demanda. Se propone buscar un esquema alternativo y más periódico que analice las necesidades de instalación de elementos SAEB.
- Es necesario indicar dentro de la regulación que los activos que entren a operar como SAEB deben ser nuevos.

Comentarios Específicos

- Es necesario aclarar que existen sistemas de almacenamiento con diferentes tipos de baterías y que las que se requieren para implementar soluciones de reducción de restricciones son las que cumplan con ciertos criterios de operatividad que definirán la UPME y el CND.
- La definición de eficiencia mínima de un SAEB debe ser ajustada a la realidad operativa de este tipo de instalaciones, por lo cual planteamos considerar las formulaciones dadas en el Anexo 1.
- Es necesario conocer previamente las condiciones operativas y de programación del sistema de control de la batería para que se pueda verificar que su funcionamiento se está realizando dentro de los parámetros del servicio solicitado.
- El Consejo Nacional de Operación además de elaborar y publicar la lista de posibles interventores de instalaciones de sistemas de almacenamiento con baterías, debe definir los protocolos de pruebas y de entrada en operación de los sistemas de almacenamiento al SIN.

- Desde el punto de vista físico pueden existir inconvenientes en la definición del contrato de conexión ya que la solución de almacenamiento con baterías para reducir restricciones puede ser atomizada en diferentes puntos de la red ya que puede ser operada como un solo punto eléctrico manteniendo los mismos beneficios operativos para la prestación del servicio que le sea definido. Esto es congruente con los problemas de acceso a subestaciones y redes de algunas zonas del país y a las restricciones en desarrollos de red que tienen algunas ciudades por las definiciones de los Planes de Ordenamiento Territorial.

N°	Artículo / Capítulo	Página inicio	Página final	Comentarios
1	Artículo 5. Agentes existentes. Numeral 1.	3	3	En el texto "...los SAEB que se vayan a conectar a las subestaciones que operan ..." se recomienda cambiar el texto en razón a que con el término "operan" podría entenderse que se limita la opción de ejecución del proyecto al representante de la subestación y no al agente transportador del sistema al que se le resuelve la restricción (STN-STR/SDL). Se sugiere evaluar la ampliación del plazo de dos (2) a cuatro (4) meses para manifestar a la UPME el interés de construir los SAEB; solo la elaboración de un CAPEX puede tomarse dos (2) meses, quedando pendiente otros aspectos como evaluación de ofertas, elaboración del caso de negocio y aprobaciones.
2	Artículo 5. Agentes existentes. Numeral 2.	3	3	La garantía y la selección del interventor debieran aplicar únicamente a los procesos de convocatoria pública. Se entiende que el propietario de la subestación bajo el esquema de ampliación tiene como estímulo la puesta en servicio del proyecto lo antes posible.
3	Artículo 7. compromiso del medio ambiente.	7	7	Los costos relacionados con la disposición final de las baterías no están incluidos en la remuneración por el esquema de ampliación (asimilación de Unidades Constructivas). En estos casos, los costos de esta actividad se deberán reportar para su remuneración.
4	Artículo 9. Contrato de conexión	7	7	Se sugiere eliminar el último párrafo, en razón que el Código de Redes establece las condiciones que deben cumplir estos tipos de contrato.
5	Artículo 24. Facturación del IAE	13	13	Se debe garantizar el ingreso ofertado por el adjudicatario y aprobado mediante resolución particular por parte de la CREG. El ingreso no debe ser afectado por la demanda.

1. Definición del rol de los sistemas de almacenamiento de energía dentro de la cadena

Considerando que los sistemas de almacenamiento pueden formar parte de cualquiera de las actividades de la cadena productiva del sector eléctrico, generación, transmisión, distribución, es necesario que, para el período de aplicación definitiva como servicio complementario, la Comisión defina integralmente el rol de este tipo de elementos en el sistema, considerando que esta resolución tiene un carácter transitorio.

2. Identificación de necesidades y ejecución de los proyectos

El Comité solicitó a la Comisión determinar si la UPME podía desarrollar los pliegos de la convocatoria acorde con las resoluciones CREG 022 de 2001 (sic) y CREG 024 de 2013 o si habría una revisión para los efectos propios de proyectos con baterías. En algunos apartes de la propuesta, la Comisión toma elementos de los esquemas de convocatoria vigentes y si bien dicha propuesta se asemeja al esquema de definición de proyectos y ejecución actual en el STN y los STR, contenidos en las resoluciones mencionadas antes, modifica algunos apartes que podría ser conveniente revisar.

El texto propuesto en el Artículo 4º sólo establece la responsabilidad en la identificación de la necesidad de los proyectos SAEB a cargo de la UPME, cuestión que no se discute en el ámbito del STN, pero que modifica el ámbito de identificación de proyectos en los Sistemas de Transmisión Regional. Teniendo en cuenta que los operadores de red son responsables de la expansión de su sistema, en la resolución se hace necesario dar claridad en el sentido que, además de la UPME, los Operadores de Red también tienen la facultad de identificar y proponer en su plan de expansión los proyectos de expansión del STR que operan.

Dado que los sistemas de almacenamiento tienen diversas aplicaciones y funcionalidades, se sugiere a la Comisión revisar si se debe mantener lo establecido en normas anteriores para otro tipo de proyectos, por ejemplo, la Resolución 147 de 2011 y la Resolución CREG 092 de 2002. En el primer caso, para tener claro en cuáles casos aplica el concepto de Ampliación y en cuáles se requiere una convocatoria; y en el segundo caso las reglas y consideraciones para la conexión de los SAEB en los distintos niveles de tensión del SIN.

Considerando lo anterior, para el período de aplicación definitiva como servicio complementario, se sugiere revisar los términos de la propuesta, teniendo en cuenta que para los proyectos existen regulatoriamente mecanismos para su planeación, asignación y ejecución, según requieran o no atención inmediata.

3. Operación de baterías en el sistema

Desde el punto de vista de la Operación, se recomienda que la Resolución considere la manera como se definió la obra y no dependa de temas comerciales.

Se recomienda que dentro de la Resolución quede explícito cómo se asegurará la disponibilidad de los equipos SAEB. Así como es necesario establecer las responsabilidades para los casos donde el SAEB no cumpla con los requisitos de eficiencia mínimos exigidos, que ocasionen faltantes de energía para el sistema.

En el casos de la instalación del SAEB, orientado a entregar energía ante situaciones de contingencia que pueden llegar a causar DNA, como los de Atlántico, analizados por UPME en el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015 - 2029, el SAEB debe estar programado para entregar la energía almacenada de manera instantánea, no a partir de una instrucción del CND, pues en este caso daría lugar a posibles deslastes de carga y no se lograría el objetivo propuesto; por lo que sugerimos se revise el proceso de descarga propuesto. Adicionalmente, para el proceso de carga de la batería debe considerarse la manera como la UPME definiría estos equipos, teniendo en cuenta que la aplicación no depende solamente del precio de bolsa. Las condiciones de la zona donde se instalan las baterías y su aplicación deben ser tenidas en cuenta, garantizando la confiabilidad y seguridad del sistema.

Además, hacemos énfasis en lo anotado en nuestra comunicación pasada, en tanto se hace necesario establecer *“quién estará a cargo de la supervisión, control y protección del dispositivo”*, responsabilidades que deberían involucrar a los transportadores (OR o TN) además del CND y eventualmente pactarse en los contratos de conexión si se instala en puntos de conexión que involucren distintos agentes.

Otros aspectos técnicos que se solicita clarificar corresponden a si se hace necesario que para los procesos de aprobación de sistemas SAEB se presente un estudio de conexión, estudios de protecciones, entre otros, al responsable del punto de conexión donde se esté solicitando instalar el SAEB, a la vez que se precise el tiempo para suscribir el respectivo contrato de conexión, cuestión que el CAPT ha comentado a otros efectos sugiriendo que este término sea de 120 días desde que se complete toda la información, toda vez que los 30 días que en general se definen en la regulación se consideran insuficientes.

Por último, quedamos atentos para aportar la información complementaria que sea necesaria y a la espera de que la regulación definitiva de Sistemas de Almacenamiento en el SIN se expida lo más pronto posible, considerando las problemáticas mencionadas en nuestra comunicación E-2018-002708 de marzo de 2018.