

A background network diagram consisting of a complex web of interconnected nodes and lines, rendered in a light blue color against a dark blue gradient background. The nodes are represented by small dots, and the lines are thin, creating a mesh-like structure that spans the entire page.

gme

AlmaGBA

Nota Técnica

Marzo 2025

Índice

¿SERÁ LA LICITACIÓN DE ALMAGBA EL PUNTAPIÉ PARA EL DESARROLLO MASIVO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN ARGENTINA?	3
1. ¿PODRÁ ALIVIAR LA SATURACIÓN DE LA RED?	3
2. ¿CUÁL ES LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA PARA LOS SISTEMAS BESS?	3
3. ¿QUÉ POTENCIA MÁXIMA PODRÍA INSTALARSE EN UN NODO?	4
4. ¿RESULTA REALMENTE ATRACTIVO INVERTIR EN BESS?	4
5. ¿CUÁNTOS CICLOS DE CARGA Y DESCARGA?	4
6. ¿CÓMO SE LOGRA LA CARGA Y A QUÉ COSTO?	5
7. ¿QUÉ SERVICIOS COMPLEMENTARIOS SE SOLICITARÁN AL SISTEMA BESS?	5

¿Será la licitación de AlmaGBA el puntapié para el desarrollo masivo de sistemas de Almacenamiento en Argentina?

Recientemente la Secretaría de Energía publicó, mediante Resolución 67/2025, la licitación denominada AlmaGBA para la contratación de hasta 500MW en sistemas de almacenamiento BESS a ubicar en diversos puntos del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Los proyectos deberán tener una capacidad de entre 10 MW y 150 MW de potencia instalada con una capacidad de almacenamiento de 4 horas mínimo.

La licitación tiene por objetivo dotar de potencia de respaldo en las redes de EDENOR y EDESUR. Sin embargo, aún quedan varios de interrogantes por responder a la hora de evaluar esta iniciativa.

1. ¿Podrá aliviar la saturación de la red?

La licitación "Almacenamiento AlmaGBA" busca mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en el AMBA. Principalmente la saturación de las subestaciones, así como la falta de generación disponible han llevado a la operación del SADI a niveles críticos históricos. La instalación de hasta 500 MW de capacidad de almacenamiento permitirá aliviar la red en momentos de alta demanda, evitando sobrecargas y reduciendo la necesidad de generación de respaldo con combustibles fósiles. CAMMESA y las distribuidoras EDENOR y EDESUR priorizarán la inyección de energía almacenada en momentos críticos, lo que contribuiría a una mejor estabilidad operativa del sistema. Basta preguntar si BESS de 4 horas serán suficiente para cubrir la alta demanda durante las horas de calor extremo a la vez de poder evitar saturación de la red.

2. ¿Cuál es la localización óptima para los sistemas BESS?

Los proyectos de almacenamiento podrán conectarse a distintos nodos de la red de transmisión y distribución dentro del AMBA, identificados en el Anexo 2 del pliego. La asignación de capacidad dependerá de la disponibilidad de cada nodo y de su impacto en la red. Se han clasificado los nodos en distintos niveles de prioridad (alto, medio y bajo), lo que afectará el Valor de Comparación (VC) utilizado para evaluar las ofertas. Además, los oferentes podrán proponer nodos adicionales, sujetos a evaluación técnica por CAMMESA y la Secretaría de Energía.

Desde el punto de vista de los plazos de instalación, ¿resulta más atractiva la instalación en barras de media tensión (MT) o de alta tensión (AT) de las subestaciones?

La instalación en barras de MT tiene la ventaja de aliviar sobrecargas de los transformadores AT/MT existentes. Además, debido a que no se necesitaría de un transformador adicional de AT, podría ser una opción más competitiva debido a menores costos de conexión y menores tiempos de instalación (evitando un eventual plazo de entrega mayor asociado al transformador de AT).

3. ¿Qué potencia máxima podría instalarse en un nodo?

Los Proyectos deberán identificar su Nodo de Conexión (NDC) y presentar en su Oferta un Acuerdo de Conexión Técnica con el Agente Distribuidor y/o PAFTT correspondiente.

En el Anexo 2 se presenta un listado de la potencia máxima que podría instalarse en los nodos de AT en 132 kV y 220 kV. Por lo tanto, en el caso de proyectos vinculados a barras de AT, no sería necesario un análisis por parte de los oferentes de qué potencia máxima podrían ofertar.

Sin embargo, no se presentan en el Anexo 2 los valores de potencia máxima en barras de MT. Por lo tanto, si el BESS se instalara en barras de MT, existen dos caminos alternativos. Un camino sería que las Distribuidoras suministren la información técnica necesaria sobre las capacidades de carga y descarga en los puntos de conexión de sus redes que los potenciales oferentes requieran. Alternativamente, podría ser publicada en una futura circular un complemento del Anexo 2, incluyendo las potencias máximas admisibles en nodos de MT.

4. ¿Resulta realmente atractivo invertir en BESS?

Varios BESS podrían conectarse a un mismo nodo siempre y cuando la capacidad de inyección remanente lo permita. Cómo serán despachados y con qué prioridad son preguntas aun sin responder. Evidentemente, aquellos sistemas que se despachen primero se verán beneficiados por el costo variable asignado bajo el concepto descrito en el pliego y denominado Energía Suministrada. Por el contrario, aquellos sistemas que no resulten despachados verán solamente ingresos fijos por potencia disponible. Esta incertidumbre en el ingreso variable incentiva al inversionista a buscar recuperar la inversión en dicho monto fijo. Resta preguntar entonces si con el actual costo de desarrollo de estos sistemas, un precio por capacidad de hasta 15 USD/kW-m¹ alcanzará para repagar este tipo de inversiones. Vale la pena aclarar que la degradación de los BESS implicará un sobredimensionamiento en el año de comisión y/o un plan de aumentación cuidadosamente planificado para no quedar "fuera de la mesa".

5. ¿Cuántos ciclos de carga y descarga?

El pliego establece que los sistemas BESS deberán ser capaces de operar al menos 180 ciclos completos de carga y descarga por año. Cada ciclo consiste en una carga completa seguida de una descarga total. La energía suministrada será remunerada a una tarifa fija de 10 USD/MWh, mientras que la potencia de almacenamiento se pagará en función de un valor ofertado en USD/MW-mes. Se espera que las baterías operen en función de la demanda del mercado y bajo la supervisión del Organismo Encargado del Despacho (OED), con criterios definidos por SACME para optimizar la estabilidad del sistema. Sin embargo, no queda claro si el operador tendrá la potestad de operar más ciclos que los mínimos requeridos y/o si el Generador de Almacenamiento podrá declararse

¹ La Secretaría de Energía define el máximo valor adjudicado por potencia disponible en 15 USD/kW-m.

indisponible o al menos abstenerse de operar. Este aspecto es sumamente importante, dado que la cantidad de ciclos tiene impacto directo en la vida útil del BESS que deberá operar hasta 15 años.

6. ¿Cómo se logra la carga y a qué costo?

La carga de las baterías se realizará utilizando la energía del sistema eléctrico en horarios determinados por la operación del mercado. La duración máxima de la carga se establece en seis horas, mientras que las descargas podrán extenderse hasta cinco horas consecutivas, dependiendo de la demanda del sistema. La pregunta evidentemente es si la carga se dará en horas de la madrugada y si este fenómeno no puede incurrir en flujos y aumentos inusuales de carga del sistema que tengas consecuencias inesperadas.

Vale la pena aclarar que según el pliego las pérdidas del sistema estarán valuadas con un cargo particular o "Cargo por Consumo" de 20 USD/MWh y afecta solamente las pérdidas energéticas durante los procesos de carga y descarga. Este costo deberá ser asumido por los adjudicatarios y considerado en sus flujos de fondos.

7. ¿Qué servicios complementarios se solicitarán al sistema BESS?

La tecnología actual de los sistemas BESS permite su participación en varios tipos de servicios complementarios. Por ejemplo, los inversores podrían ser del tipo "formadores de red" (o *grid forming*) y de esta forma participar en la recuperación del sistema como unidades de arranque en negro. Además, podrían participar en servicio de reserva instantánea (SRI) cuando está en modo carga, e incluso invertir su potencia en caso de que sea necesario ante grandes reducciones de frecuencia. Asimismo, podría participar en el control de tensión del nodo.

Estas cuestiones no están especificadas en la licitación y es esperable que una circular futura exprese algo al respecto.

Nota Técnica por



Pablo Gill Estévez

**Senior Consultant
Smart Grids & Renewables**

+54 11 4383 7378
pgill@gme-global.com



Pablo Frack

**Renewable Energy Business Leader
Energy Market Intelligence**

+54 11 4383 7378
pfrack@gme-global.com



Sobre GME

En GME, hace más de tres décadas que brindamos asesoramiento estratégico a empresas e instituciones en el mercado energético global. Nuestra plataforma interdisciplinaria implementa soluciones integrales, adaptadas a cada tipo de cliente, en cada eslabón de la cadena de valor.

Contamos con un equipo de más de 85 consultores especializados en aspectos técnicos, económicos y regulatorios, y operamos desde cinco empresas con oficinas estratégicamente ubicadas en Argentina, Brasil, Chile, México, Perú, Uruguay y Sudáfrica. Esto nos permite gestionar más de 300 proyectos anuales en los sectores de electricidad, petróleo y gas, y agua y saneamiento.

Fuimos pioneros en la consultoría energética global, con las primeras reformas del mercado en los años 90, y gracias a nuestra experiencia, vocación de excelencia y visión de futuro, hoy seguimos siendo un socio estratégico para todos nuestros clientes.