

Comisión de Integración Energética Regional

Regulación de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías

Resumen de Situación, Marco Normativo y Cambios Previstos en Argentina

Resumen. Argentina despliega sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) en América Latina mediante dos licitaciones sucesivas: *AlmaGBA* (2025, ~670 MW adjudicados, Gran Buenos Aires) y *AlmaSADI* (Resolución SE 50/2026, 700 MW a escala nacional, con 235 proyectos y 8.338 MW ofertados). El motor estratégico no es la intermitencia renovable sino el déficit de **potencia firme**. El modelo retributivo combina pago de capacidad (USD/MW-mes), remuneración de energía y regulación primaria de frecuencia, con contratos de 15 años con CAMMESA. La respuesta del mercado —sobreoferta de 11,9 veces la capacidad convocada— confirma la madurez y competitividad del ecosistema inversor. El futuro se muestra muy interesante para la inversión en SAEB en el país.

16 de junio de 2026

Grupo de Trabajo SAEB

Redacción: Coordinación Internacional del Área Corporativa

Secretaría Ejecutiva

Montevideo

1. El Sistema Eléctrico Nacional de Argentina: situación actual

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) contaba con una capacidad instalada de **48.719 MW ($\approx$ 48,7 GW)** al cierre de 2024, según datos de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (US EIA). La matriz de generación eléctrica combina fuentes térmicas (predominantemente gas natural), hidráulica, nuclear y renovables no convencionales. Argentina ha alcanzado prácticamente la meta del **20% de energía renovable** establecida en la Ley 27.191, con una penetración del 18–19% en los registros más recientes. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), administrado por **CAMMESA** (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), opera bajo el marco de la Ley N.º 24.065 y su Decreto Reglamentario 1398/92, los cuales establecen la libre competencia en generación y el carácter de servicio público para el transporte y la distribución.

Capacidad instalada de generación eléctrica por fuente — Argentina 2024

Los datos siguientes corresponden a la capacidad instalada neta en millones de kW (GW) al cierre de 2024, fuente US EIA:

Fuente de generación	Capacidad (MW)	% del total	Generación 2024 (TWh)	% generación
TOTAL	48.719	100,0%	147,5	100,0%
Térmica (combustibles fósiles)	29.500	60,5%	81,8	55,5%
Gas natural	(incluida en térmica)	—	74,9	50,8%
Petróleo / fuel oil	—	—	5,5	3,7%
Carbón	—	—	0,6	0,4%
Hidroeléctrica	10.163	20,9%	33,0	22,4%
Nuclear	1.641	3,4%	10,4	7,1%
Eólica	4.320	8,9%	16,0	10,9%
Solar fotovoltaica	1.741	3,6%	3,9	2,7%
Biomasa y residuos	380	0,8%	2,3	1,6%
Almacenamiento por bombeo (hidro)	974	2,0%	—	—

Fuente: US EIA — International Electricity Data (2024). Generación en TWh (miles de millones de kWh). El desglose de capacidad térmica por subcombustible no está disponible de forma desagregada en la fuente; la distribución de la generación refleja el predominio del **gas natural** (50,8% de la generación total), coherente con el rol del gasoducto nacional como respaldo de la matriz eléctrica argentina.

Estado de situación actual — junio 2026

A la fecha de este informe, Argentina **no tiene capacidad de SAEB en operación comercial**. Sin embargo, se encuentra en el inicio de una fase de rápida expansión. El proceso *AlmaGBA* adjudicó aproximadamente **670–713 MW** en 12 contratos con empresas distribuidoras (EDEN y EDES) del área del Gran Buenos Aires, con el primer proyecto esperado en operación durante el segundo semestre de 2026. En paralelo, la licitación *AlmaSADI* (Resolución SE

50/2026) convocó **700 MW adicionales** a escala nacional y recibió 235 proyectos con una oferta total de 8.338 MW, lo que implica una sobreoferta de 11,9 veces la capacidad buscada.

Capacidad operativa de SAEB

0 MW de SAEB en operación comercial a junio de 2026. Los proyectos adjudicados en *AlmaGBA* se encuentran en fase de construcción o tramitación de contratos. El cronograma contractual establece una fecha objetivo de puesta en servicio en mayo de 2027 para los proyectos de *AlmaSADI*, con fecha límite extendida hasta diciembre de 2029.

Diseño técnico predominante

El diseño técnico adoptado en las licitaciones argentinas establece **4 horas de descarga** y 6 horas de carga. Se exige un mínimo de **10 MW** por proyecto y un máximo de 150 MW. El número de ciclos de carga-descarga está limitado a **180 ciclos por año**, coherente con el objetivo de potencia firme —disponibilidad en horas pico— antes que el arbitraje energético de alta frecuencia. La licitación *AlmaSADI* incorpora adicionalmente la obligación de prestar **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)** con al menos el 30% de la potencia nominal.

Proyecciones de crecimiento de SAEB

Hito temporal	Capacidad SAEB (MW)	% cap. instalada total	Referencia
Junio 2026 — operativo	0 MW	~0%	Estado actual
H2 2026 — primeros proyectos AlmaGBA	~670 MW	~1,4%	AlmaGBA (12 contratos)
Mayo 2027 — fecha objetivo AlmaSADI	~1.370 MW	~2,8%	AlmaGBA + AlmaSADI 700 MW
Dic. 2029 — fecha límite AlmaSADI	~1.370 MW (mín.)	Sin datos definitivos	Pipeline 8.338 MW disponible

2. Diagnóstico actual del Sistema Eléctrico Nacional y lecciones aprendidas

El diagnóstico del sistema eléctrico argentino que justifica el despliegue masivo de SAEB difiere de la mayoría de los países de la región. El principal impulsor no es la **intermitencia renovable** —que con una penetración del 15% (aproximado) aún se considera manejable dentro de la operación del SADI— sino el **déficit de potencia firme**: la insuficiencia de capacidad disponible durante las horas pico de demanda, históricamente cubierta por centrales térmicas de bajo factor de utilización. El almacenamiento con baterías se identifica como el sustituto técnica y económicamente superior a dichas plantas térmicas marginales. A ello se suman problemas de **congestión en la red de transmisión**, particularmente en las regiones del norte (NOA, NEA) y en el área metropolitana del Gran Buenos Aires.

Identidad legal y separación del concepto de "generación"

Un elemento estructural del modelo argentino es que los proyectos SAEB se insertan en el MEM bajo la figura de **"agente generador"**, sin necesidad de un marco regulatorio específico para el almacenamiento. La Ley N.º 24.065 establece que la **generación es una actividad de libre competencia y de interés general**, no un servicio público, lo que permitió incorporar los SAEB a través del mecanismo de licitación sin reformar la ley de base. Esta flexibilidad normativa ha sido un habilitador clave del despliegue acelerado.

Potencia firme como motor estratégico

La decisión de orientar los SAEB hacia la **provisión de potencia firme** —y no hacia el arbitraje de energía o la compensación de renovables— es la elección estratégica central de Argentina. El diseño de **4 horas de descarga con 180 ciclos anuales** es coherente con la función de cobertura de punta: los sistemas se activan en los momentos de máxima demanda del día, sustituyen capacidad térmica cara y reducen la presión sobre las líneas de transmisión congestionadas. Esta racionalidad económica hace que el servicio de SAEB sea valorado directamente como *reserva de confiabilidad*, y su costo es distribuido entre toda la demanda del MEM.

Uso optimizado en redes de transmisión

El sistema de **Valor de Impacto Nodal (VIN)** incorporado en la licitación *AlmaSADI* introduce un incentivo económico para que los proyectos SAEB se ubiquen en los nodos con mayor congestión o déficit estructural de la red. Los nodos son clasificados como violetas (impacto crítico, penalización de **-750 USD/MW-mes**), rojos (sin bonificación adicional), amarillos (bonificación de **+750 USD/MW-mes**) y verdes (bonificación de **+4.500 USD/MW-mes**). Este mecanismo convierte al propio mercado en señal de planificación, alineando la inversión privada con las necesidades sistémicas sin planificación centralizada.

Mercado de Potencia: la lección de AlmaGBA

La licitación *AlmaGBA* funcionó como laboratorio de diseño de mercado. Se recibieron **27 ofertas**, se adjudicaron 13 proyectos (uno retiró su oferta, resultando en **12 contratos** firmados). El precio techo fijado en **15.000 USD/MW-mes** resultó en un precio promedio adjudicado de **12.500 USD/MW-mes**, confirmando que la competencia redujo el costo un 17% respecto al techo regulatorio. Esta experiencia llevó a fijar el techo de *AlmaSADI* directamente en **12.500 USD/MW-mes**: el precio promedio del proceso anterior se convirtió en el nuevo precio máximo.

Regulación Primaria de Frecuencia como servicio complementario

La incorporación obligatoria de **RPF (Regulación Primaria de Frecuencia)** —con al menos el 30% de la potencia nominal del proyecto— en *AlmaSADI* representa un salto cualitativo respecto a *AlmaGBA*. Se remunera a **5 USD/MWh** cuando el sistema la activa, y se penaliza a **10 USD/MWh** por incumplimiento. La capacidad de los SAEB para responder en milisegundos hace de este servicio una fuente de ingreso adicional, al tiempo que contribuye a la estabilidad sistémica de la red ante perturbaciones.

La urgencia de transitar hacia un mercado de ofertas

Se señaló que el país reconoce la limitación del modelo actual —basado en contratos de largo plazo con precio fijo— y anticipa una evolución hacia un **mercado de ofertas más sofisticado** (*Bids*) donde los SAEB compitan por la prestación de servicios en tiempo real. La sobreoferta

de **11,9 veces** la capacidad convocada en *AlmaSADI* demuestra que existe un ecosistema inversor maduro, preparado para un esquema de mayor complejidad y menor certeza regulatoria.

3. Viabilidad económica: modelo retributivo de la Licitación AlmaSADI

La viabilidad económica de los SAEB en Argentina está estructurada en torno al mecanismo de licitación competitiva. La **Resolución SE 50/2026** (Secretaría de Energía, publicada el 27 de febrero de 2026) convocó la licitación **AlmaSADI**, que constituye el primer esquema SAEB de alcance nacional de Argentina. Los contratos tienen una duración de **15 años con CAMMESA** como comprador único (en su rol de OED, Organismo Encargado del Despacho), y el costo es imputado al concepto de "Reserva de Confiabilidad", distribuido entre toda la demanda del MEM.

Parámetros técnicos y contractuales de AlmaSADI

Parámetro	Valor / Condición
Potencia objetivo de la licitación	700 MW
Potencia mínima por proyecto	10 MW
Potencia máxima por proyecto	150 MW
Duración de descarga	4 horas
Duración de carga	6 horas
Ciclos máximos anuales	180 ciclos/año
Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)	Obligatoria — mínimo 30% de potencia nominal
Precio techo (Valor de Oferta — VO)	12.500 USD/MW-mes
Contraparte contractual	CAMMESA (OED)
Duración del contrato	15 años
Fecha objetivo de puesta en servicio (COD)	31 de mayo de 2027
Fecha límite de puesta en servicio	31 de diciembre de 2029
Imputación del costo	Reserva de Confiabilidad — toda la demanda del MEM

Fórmula de remuneración mensual

El ingreso mensual facturado por cada proyecto SAEB adjudicado (MONFACT_m) se determina mediante la siguiente fórmula:

$$\text{MONFACT}_m = \text{RPOT}_m + \text{RESUM}_m - \text{CCON}_m + \text{PRPF}_m - \text{PEN}_m - \text{PENrpf}_m$$

Componente	Descripción
RPOT_m	Ingreso por potencia disponible: $(\text{VO} + \text{VIN}) \times \text{FA} \times \text{FE} \times \text{Pot} [\text{MW}] \times (\text{HAV}/\text{HAC})$. VO = Valor de Oferta (USD/MW-mes), VIN = Valor de Impacto Nodal, FA = Factor Anual, FE = Factor Estacional, HAV = horas disponibles, HAC = horas de cómputo del mes.

RESUMm	Remuneración por energía descargada: 10 USD/MWh entregados al sistema.
CCONm	Costo de consumo (energía de carga): 20 USD/MWh absorbidos de la red (se deduce).
PRPFm	Prima por Regulación Primaria de Frecuencia: 5 USD/MWh cuando el sistema activa la RPF.
PENm	Penalizaciones por indisponibilidad: 350 USD/MW (déficit de reserva), 750 USD/MW (restricciones de demanda ≤10%), 1.500 USD/MW (restricciones >10%). Tope: 80% de la remuneración mensual máxima.
PENrpfm	Penalidad por incumplimiento de RPF: 10 USD/MWh por energía de RPF no entregada.

Factor Anual (FA) y Factor Estacional (FE)

El Factor Anual actúa como incentivo temporal para atraer proyectos que entren en operación anticipadamente. El Factor Estacional premia la disponibilidad en los meses de mayor demanda pico del sistema:

Período	Factor Anual (FA)	Efecto
2026	1,30	Premio máximo por entrada anticipada (+30%)
2027	1,25	Premio alto por COD temprano (+25%)
2028	1,10	Premio moderado (+10%)
2029–2036	1,00	Remuneración base (sin ajuste)
2037 en adelante	0,50	Reducción al 50% en la fase final del contrato

Meses	Factor Estacional (FE)	Período
Enero, Febrero, Marzo, Junio, Julio, Diciembre	1,20	Pico de demanda — verano e invierno
Abril, Mayo, Agosto, Septiembre, Octubre, Noviembre	0,80	Temporada valle

Valor de Impacto Nodal (VIN) — incentivo de ubicación

El VIN es un componente diferencial del precio que ajusta el Valor de Oferta según el **impacto del proyecto en la red de transmisión**. Los nodos de la red son clasificados por CAMMESA en cuatro categorías según su necesidad sistémica:

Clasificación nodal	VIN (USD/MW-mes)	Interpretación
Violeta	-750	Nodos de muy alto impacto — saturación de red severa
Rojo	0	Sin bonificación ni penalización adicional
Amarillo	+750	Nodos con impacto beneficioso moderado (+6% sobre VO techo)
Verde	+4.500	Alto beneficio sistémico (no disponibles en AlmaSADI)

Proyectos presentados a AlmaSADI por región

La siguiente tabla sintetiza la respuesta del mercado. Los **235 proyectos presentados por 37 empresas** totalizan **8.338 MW**, frente a los 700 MW convocados. El mecanismo de adjudicación asigna capacidad por región, respetando los límites máximos definidos por CAMMESA:

Región	Proyectos	MW ofertados	Límite regional (MW)
PBA (Provincia de Buenos Aires)	43	2.018	250
NEA: Chaco + Formosa	62	1.790	200
NOA	37	1.435	150
Litoral: Entre Ríos	33	1.087	120
NEA: Misiones + Corrientes	19	637	150
Litoral: Santa Fe	17	488	200
Centro: Córdoba	7	310	130
Cuyo	6	280	120
Pampa	9	263	70
Centro: San Luis	2	30	70
TOTAL	235	8.338	1.460

Garantías y metodología de adjudicación

El proceso AlmaSADI exige garantías en cada etapa. La **garantía de oferta** es de **10.000 USD/MW ofertado**. Una vez adjudicado, el proyecto debe presentar garantías crecientes por trimestre (4.000, 8.000 USD/MW). La metodología de adjudicación utiliza el **Valor de Comparación (VC) = VO + VIN**, ordenando ofertas de menor a mayor VC hasta completar el límite regional y el total de 700 MW. Las garantías se devuelven según el cumplimiento del COD: **100%** hasta el 30/06/2027, **75%** hasta el 30/06/2028, y **50%** hasta el 31/12/2029.

4. Marco regulatorio: evolución normativa

El marco regulatorio argentino para los SAEB se caracteriza por una evolución **pragmática e incremental**: en lugar de crear un cuerpo normativo específico para el almacenamiento, Argentina ha adaptado el marco eléctrico preexistente para incorporar los proyectos SAEB a través de instrumentos sectoriales concretos, principalmente resoluciones de la Secretaría de Energía. La piedra angular del sistema es la **Ley N.º 24.065** (1991), que estableció los principios de libre mercado en generación y la figura de CAMMESA como organismo administrador, principios que se han revelado suficientemente flexibles para acomodar los SAEB sin reforma legislativa.

Tabla cronológica de instrumentos regulatorios

Instrumento	Año	Alcance principal
Ley N.º 24.065	1991	Marco general del sector eléctrico argentino: creación del MEM y de CAMMESA; establecimiento de ENRE; generación definida como actividad de interés general bajo libre competencia; transporte y distribución como servicios públicos regulados.
Decreto N.º 1398/92	1992	Reglamentación de la Ley 24.065. Define el transporte como monopolio natural regulado. Habilita la entrada de generación térmica sin autorización previa. Consolida el despacho económico centralizado a cargo de CAMMESA.
Resolución SE 379/2025	2025	Programa de Gestión de Demanda. Habilita a Grandes Usuarios del MEM a realizar reducciones voluntarias de consumo en horas críticas a cambio de remuneración. Primer instrumento de flexibilidad del lado de la demanda.
Convocatoria AlmaGBA	2025	Primera licitación SAEB de Argentina (~713 MW, área Gran Buenos Aires). Contratos con distribuidoras EDEN/EDES. Diseño de 4 h / 180 ciclos. Precio techo: 15.000 USD/MW-mes. Precio promedio adjudicado: 12.500 USD/MW-mes.
Resolución SE 50/2026	2026	AlmaSADI: primera licitación SAEB de escala nacional. 700 MW objetivo, contratos de 15 años con CAMMESA (OED). Incorpora RPF obligatoria, arranque en negro y requerimientos de formación de red (<i>grid-forming</i> / VSG). VIN como señal de ubicación. Precio techo: 12.500 USD/MW-mes.

1. Identidad legal y encaje normativo

Los SAEB se incorporan al MEM bajo la categoría de **"agente generador"**, sin necesidad de una legislación específica. La Ley 24.065 habilita esta asimilación al definir la generación como actividad de **interés general** con libre entrada al mercado. CAMMESA actúa como **comprador único (OED)** en los contratos resultantes de las licitaciones, garantizando el pago mediante la distribución del costo como "Reserva de Confiabilidad" entre todos los usuarios del MEM. Esta arquitectura elimina el riesgo de contraparte para el inversor privado.

2. Regulación y apertura por mercados

El mercado eléctrico argentino opera bajo un **despacho económico centralizado**: CAMMESA determina el orden de mérito de los generadores y coordina la operación del SADI. Los SAEB reciben instrucciones de carga y descarga del Centro de Despacho. El ingreso principal proviene del **contrato de capacidad**, con la energía y la RPF como complementos.

El mercado de servicios complementarios está en desarrollo: la RPF introducida en AlmaSADI es el primer paso formal hacia su estructuración.

3. Normas técnicas de AlmaSADI

La Resolución SE 50/2026 y la documentación técnica de CAMMESA establecen los siguientes requerimientos de habilitación: (i) **Arranque en negro (*Black Start*)**: capacidad de entrar en operación sin alimentación de red externa; (ii) **Formación de red (*grid-forming / VSG*)**: capacidad de proporcionar inercia sintética y tensión de referencia para integración con redes de alta penetración renovable; (iii) **RPF al 30%**: respuesta primaria de frecuencia en tiempo de milisegundos. Estos requerimientos posicionan los SAEB adjudicados como activos de infraestructura sistémica, no solo como generadores convencionales.

4. Evolución regulatoria a corto plazo

Los próximos pasos regulatorios incluyen: (i) la **adjudicación formal de AlmaSADI** (apertura de Sobres B en proceso al momento del informe); (ii) la posible **segunda convocatoria** para el remanente de capacidad no contratada (pipeline de ~7.638 MW de proyectos no adjudicables en la primera ronda); y (iii) la discusión sobre la **entrada de SAEB sin licitación** como agentes del MEM, bajo contratos bilaterales o participación en el despacho por mérito económico.

5. El desarrollo de los SAEB en Argentina: perspectivas y evolución futura

Argentina se posiciona en Junio de 2026 como el país de América Latina con el mayor pipeline de proyectos SAEB en desarrollo activo. La combinación de un marco normativo operativo, contratos de largo plazo con contrapartida pública (CAMMESA), y un ecosistema inversor maduro —demostrado por la sobreoferta de **11,9 veces** en AlmaSADI— configura una trayectoria de crecimiento acelerado y sostenible para la próxima década.

Perspectivas inmediatas (2026–2027)

La **adjudicación definitiva de AlmaSADI** —con apertura de Sobres B al momento de este informe— determinará cuáles de los 235 proyectos (8.338 MW ofertados) reciben contratos dentro del límite de 700 MW. Los primeros proyectos de *AlmaGBA* se esperan en operación durante el **segundo semestre de 2026**, lo que permitirá obtener evidencia empírica sobre el desempeño real de los SAEB en la red argentina. Se señala que en la actualidad el mercado argentino se encuentra en posición privilegiada por tener **proyectos ya pre-posicionados**, con estudios de conexión y terrenos asegurados, listos para una nueva convocatoria.

Segunda ronda de AlmaSADI y nuevas convocatorias

La sobreoferta de AlmaSADI crea un **pipeline latente de más de 7.600 MW** de proyectos no adjudicados en la primera ronda. La Secretaría de Energía ha señalado la posibilidad de realizar nuevas convocatorias para absorber parte de esta capacidad disponible. Una segunda ronda podría incorporar ajustes al modelo retributivo —incluyendo potencialmente un precio techo inferior al actual, dado el comportamiento competitivo del mercado— y ampliar los servicios remunerados más allá de la potencia firme.

Parques híbridos y entrada sin licitación

A mediano plazo, se anticipa la incorporación de **parques híbridos** (solar fotovoltaico + SAEB co-localizados) que aprovechen la infraestructura de conexión existente. También se comenta la posible habilitación de **SAEB que ingresen al MEM como agentes generadores sin licitación**, participando en el despacho económico bajo contratos bilaterales o vendiendo directamente en el mercado de energía —especialmente atractivo a medida que se avance hacia un modelo de *bids* más sofisticado.

Evolución hacia servicios complementarios y mayor penetración renovable

La introducción de la RPF en AlmaSADI es el primer escalón de una evolución prevista hacia la remuneración de un espectro más amplio de servicios de soporte de red (*Ancillary Services*). A medida que la penetración de energías renovables variables supere el umbral del 20–25%, la necesidad de inercia sintética, regulación de tensión y respuesta rápida de frecuencia aumentará significativamente. Los SAEB con capacidad de *grid-forming* (VSG), ya exigidos en AlmaSADI, están posicionados para ser los principales proveedores de estos servicios. En la exposición del caso, se señaló que Argentina se está preparando de manera proactiva para este escenario, anticipando la regulación antes de que la intermitencia renovable se convierta en un problema operativo.

Síntesis de la hoja de ruta

Horizonte	Hito esperado	Fundamento
2026	Primeros SAEB operativos (AlmaGBA)	12 contratos firmados, proyectos en construcción
2027	~1.370 MW operativos (AlmaGBA + AlmaSADI COD)	Fecha objetivo contractual AlmaSADI
2027–2028	Posible 2. ^a convocatoria AlmaSADI	Pipeline de 7.600+ MW pre-posicionados disponibles
2029	Máximo 1.370 MW contratados en operación	Fecha límite contractual AlmaSADI
2029–2036	Evolución hacia mercado de SSCC y bids	Mayor penetración renovable; necesidad de inercia sintética

Anexo complementario explicativo

Glosario de términos y siglas

Término / Sigla	Definición
SAEB / BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías / Battery Energy Storage System
SADI	Sistema Argentino de Interconexión — red eléctrica nacional interconectada de Argentina
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista — mercado organizado donde se transan energía y servicios en Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. — organismo técnico y administrador del despacho (OED)
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad — regulador independiente creado por la Ley 24.065
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia — servicio de control de frecuencia de respuesta inmediata (milisegundos)
OED	Organismo Encargado del Despacho — rol formal de CAMMESA como comprador único en las licitaciones SAEB
COD	Commercial Operation Date — fecha de inicio de operación comercial del proyecto
VIN	Valor de Impacto Nodal — componente del precio que refleja el beneficio sistémico de la ubicación del SAEB en la red
FA / FE	Factor Anual / Factor Estacional — multiplicadores de la remuneración que premian la entrada anticipada y la disponibilidad en horas pico
VSG	Virtual Synchronous Generator — tecnología de control que permite a un SAEB emular la inercia de un generador síncrono convencional (<i>grid-forming</i>)
US EIA	United States Energy Information Administration — fuente de los datos de capacidad instalada y generación de Argentina 2024

Ejemplo ilustrativo del modelo retributivo

Un proyecto tipo de **100 MW** con COD en 2026 (FA=1,30) en mes de alta demanda (FE=1,20), precio adjudicado de **12.500 USD/MW-mes** y nodo amarillo (VIN=+750), con disponibilidad plena:

$$\text{RPOTAm} = (12.500 + 750) \times 1,30 \times 1,20 \times 100 = \text{USD } 2.028.000/\text{mes}$$

Este valor representa el componente de potencia. Los ingresos por energía descargada (RESUMm) y prima de RPF (PRPFm), netos del costo de carga (CCONm), se adicionan al flujo mensual. Anualizado bajo el Factor Estacional mixto (1,20 en 6 meses y 0,80 en 6 meses), el ingreso tipo por potencia en 2026 alcanzaría aproximadamente **USD 20–22 millones/año** para un proyecto de 100 MW en nodo amarillo.

Fuentes de referencia: Exposición sobre SAEB en Argentina — Reunión GT SAEB CIER 20260616.

Resolución SE 50/2026 (Secretaría de Energía, Argentina, 27/02/2026). Presentación técnica AlmaSADI (CAMMESA, 2026).

Ley N.º 24.065 y Decreto Reglamentario 1398/92 (Marco regulatorio del sector eléctrico argentino).

Datos de capacidad instalada y generación: US Energy Information Administration (EIA) — International Electricity Data, 2024.

Comisión de Integración Energética Regional (CIER) — Informe técnico para especialistas del sector eléctrico de LATAM