



¿Qué lecciones dejó 2025 en Brasil, Chile y México para el futuro del almacenamiento en LATAM?

- Aurora identifica en su informe de 2025 los cambios que redefinieron los mercados energéticos de Brasil, Chile y México. Nuevas reglas, subastas y servicios a...



GALERIA

revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

<https://www.review-energy.com/almacenamiento/-que-lecciones-dejo-2025-en-brasil-chile-y-mexico-para-el-fu...>

Viernes, 23 enero 2026

Buscar23 enero 2026 0

El sistema eléctrico de Latinoamérica entró en 2025 en una fase de transformación acelerada que ha redefinido los riesgos, las oportunidades de inversión y el papel del almacenamiento energético. Así lo concluye el informe de Aurora Energy Research What shaped LATAM Power Markets in 2025, que analiza los cambios estructurales en Brasil, Chile y México y anticipa por qué **2026 será un año decisivo para la viabilidad de las baterías (BESS)** en la región.

Basado en datos de mercado, cambios regulatorios y eventos reales del sistema, el informe subraya una idea central: la rápida expansión de las renovables ha incrementado la urgencia de dotar a los sistemas eléctricos de **flexibilidad, resiliencia y capacidad de respuesta**, especialmente a través del almacenamiento.

Según el informe, durante 2025, los mercados eléctricos latinoamericanos evolucionaron con rapidez. Brasil lidió con una combinación inédita de volatilidad intradiaria, curtailment récord y divergencias regionales de precios; Chile avanzó hacia un boom de baterías que empieza a mostrar riesgos de sobrecapacidad; y México aceleró su agenda regulatoria como no lo había hecho en los cinco años anteriores.

En este contexto, **2026 aparece como el año en el que se definirán las reglas que determinarán si el almacenamiento a gran escala es económicamente viable** en los tres países.

Brasil: volatilidad, curtailment y el test clave de las subastas de capacidad

El informe muestra que el pasado año emergieron con claridad **tres grandes riesgos para las renovables en el mercado eléctrico brasileño** : la volatilidad intradiaria de precios, los diferenciales entre submercados y el aumento del curtailment. Según Aurora, estos factores no son coyunturales y seguirán marcando el mercado en los próximos años.

La “duck curve” ya presiona los precios de captura

Las tasas de captura de la solar fotovoltaica se han deteriorado de forma sostenida. La creciente penetración de renovables intermitentes —especialmente solar centralizada y generación distribuida MMGD— ha intensificado los efectos de canibalización, dando lugar a un patrón de precios con forma de **“duck curve”** cada vez más pronunciado.

La evolución del mercado lo refleja con claridad:

2021 registró los precios más altos de los últimos cinco años debido a una severa sequía y a la insuficiente capacidad renovable.

2022–2023 estuvieron marcados por buenos aportes hídricos y una rápida expansión de renovables de coste marginal cero, llevando los precios cerca del suelo del PLD.

2024 combinó los peores aportes hídricos del sudeste en una década con mayor despacho térmico en horas punta, mientras la solar y la eólica hundían los precios al mediodía.

2025 (perspectiva) apunta a mayor intermitencia, preocupaciones por la seguridad de suministro y ajustes de CVaR que sostendrán precios medios más altos, pero con mayor volatilidad.

El peso del desequilibrio regional

El desequilibrio territorial agrava la situación. El **70% de la capacidad renovable de Brasil se concentra en el Nordeste** , mientras que esta región solo representa el **16% de la demanda nacional** . Como resultado, las divergencias de precios entre el Nordeste y el Sudeste se han convertido en la norma.

Los datos del reporte muestran que, muchas compañías han visto caer su rentabilidad por haber firmado PPAs en el Sudeste mientras sus activos están ubicados en el Nordeste, quedando expuestas a diferenciales de precios entre submercados, especialmente en escenarios de curtailment.

Con más de **60 GW de capacidad solar instalada** , las tasas de vertido han aumentado de forma significativa desde 2024, afectando materialmente a los flujos de caja de los proyectos y provocando un aumento de solicitudes de waiver.

PPAs y riesgos sistémicos

Aurora subraya que **valorar correctamente un PPA exige incorporar riesgos que están profundamente ligados a la variabilidad climática**. Cuando la generación queda por debajo del volumen contratado, el desarrollador debe comprar energía en el mercado; cuando lo supera, vende el excedente a precios spot. A esto se suman:

El coste de comprar energía en situaciones de curtailment.

La exposición a diferenciales de precios entre submercados.

La variabilidad de factores de carga renovables, aportes hídricos y patrones de demanda, que alteran tanto los volúmenes como los costes asociados a PPAs baseload.

¿Puede el almacenamiento cerrar la brecha?

La co-localización de BESS puede **mitigar gran parte de la volatilidad intradiaria y del riesgo de curtailment**, pero la economía sigue siendo el principal obstáculo.

Según Aurora:

Los ingresos de las baterías (108 R\$/MWh) casi compensan los riesgos renovables en PPAs baseload (131 R\$/MWh).

Sin embargo, el elevado CAPEX y OPEX elimina esta ventaja.

Para 2028, el CAPEX de baterías se estima en **4.510 R\$/kW**, frente a **3.387 R\$/kW** para la solar.

Incluso con carga gratuita procedente del curtailment (57%), los spreads intradiarios son insuficientes para sostener el modelo.

Una batería de 4 horas obtiene de media **665 R\$/MW-día** en el mercado day-ahead entre 2028 y 2047.

Para que el BESS sea viable bajo los costes actuales, sería necesario un spread intradiario medio de **480 R\$/MWh** (1.920 R\$/MW-día).

En este contexto, la **subasta de capacidad de baterías prevista para 2026** será clave. Los activos renunciarán al arbitraje para asegurar contratos de capacidad a 10 años, con entrada en operación en 2028, lo que supondrá una prueba decisiva para el modelo económico del almacenamiento en Brasil.

Chile: auge de baterías, riesgo de sobrecapacidad y nuevas reglas de servicios complementarios

Chile vive uno de los despliegues de almacenamiento más rápidos de la región. El pipeline de proyectos BESS se mantiene elevado, con un flujo constante de iniciativas entrando y saliendo de la fase de evaluación ambiental.

Un pipeline robusto, pero exigente

En agosto de 2025, el **57% del pipeline de baterías estaba en fase EIA2** . Ese mismo año, los proyectos en construcción pasaron de 2 GW en enero a **6 GW en agosto** , mientras el pipeline total en evaluación ambiental se mantuvo estable en torno a **10 GW** , señal de una entrada constante de nuevos proyectos.

De media, **el 6% del pipeline en EIA es aprobado cada mes** , lo que equivale a unos **600 MW mensuales** .

El escenario de sobrebuild: luces y sombras

Aurora analizó un escenario de sobrecapacidad en el que la potencia BESS casi se duplica hasta alcanzar **15,2 GW en 2030** , frente a un escenario central que retrasa ese nivel hasta 2048.

Los resultados son contundentes:

Los activos solares aumentan sus ingresos un **10%** gracias a mayores precios de captura.

Los ingresos de las baterías caen un **54%** , debido a menores spreads y a la reducción de pagos por capacidad.

Hasta 2039, la mayor penetración de BESS reduce los spreads y casi divide por dos los ingresos por capacidad.

El congestionamiento nocturno aumenta hasta un **75%** , reduciendo los ciclos de las baterías y limitando su capacidad de capturar valor.

En el norte, los ciclos de BESS caen un **36% en Crucero** y un **11% en Diego de Almagro** .

En el sur, algunas baterías de 5 horas operan de facto como sistemas de 2,5 horas por restricciones de red y congestión previa a la ampliación Ciruelos–Cautín.

Servicios complementarios: una nueva palanca de ingresos

El reporte destacó que, tras el despliegue de 2025, Chile reformó el cálculo de ingresos de las baterías en servicios complementarios. Hasta ahora, la regulación solo compensaba la degradación tecnológica, desincentivando su participación.

Desde noviembre de 2025, la CNE introdujo el pago por **coste de oportunidad** , calculado como la diferencia entre el valor del arbitraje potencial y los ingresos reales por prestación de servicios. Este cambio:

Fomenta la participación de BESS en servicios complementarios.

Sustituye reservas térmicas e hidráulicas.

Mejora la flexibilidad y la fiabilidad del sistema.

Reduce los costes sistémicos y añade una nueva vía de ingresos para las baterías.

México: regulación acelerada y retos de seguridad de suministro

México vive un punto de inflexión. En 2025 se publicaron **nueve regulaciones** , frente a la práctica ausencia normativa entre 2020 y 2024, lo que marca un cambio radical en el ritmo regulatorio.

El crecimiento de la demanda contrasta con la falta de expansión de la transmisión, elevando los riesgos para la seguridad de suministro. El plan gubernamental (PLADESE) fija un aumento de **76 GW de capacidad hasta 2039** , priorizando proyectos renovables co-localizados con almacenamiento.

Aurora, sin embargo, prevé un despliegue más lento debido a la indefinición regulatoria, retrasos en permisos, reinicios de obras y preocupaciones de seguridad. En su escenario central:

La co-localización es menor en los primeros años, pero alcanza el **31% en 2039** .

Solo el **16% del despliegue BESS está co-localizado en 2030** .

Los spreads diarios más elevados en regiones solares incentivan el almacenamiento, pero **los pagos por capacidad y una regulación clara serán determinantes** para desbloquear el negocio.

Apagones como señal de alerta: Brasil, Chile e Iberia

El informe dedica un apartado especial a los grandes apagones recientes, que evidencian los desafíos técnicos de sistemas con alta penetración renovable.

Brasil 2023: modelos que no reflejaban la realidad

El **15 de agosto de 2023** , un comportamiento inesperado de plantas eólicas y solares provocó la desconexión de una línea de 500 kV, desencadenando un colapso que afectó a **25 estados y al Distrito Federal** . La carga cayó en **22.547 MW (31% del sistema)** .

La causa raíz fue una discrepancia entre los modelos proporcionados por los propietarios y el comportamiento real de las plantas, lo que llevó a decisiones operativas basadas en datos inexactos.

Chile 2025: fallos de comunicación y SCADA

El **25 de febrero de 2025** , Chile sufrió un apagón nacional que tardó **más de 17 horas** en resolverse. La desconexión de la línea Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar dividió el sistema en islas y provocó una caída de frecuencia hasta **47,5 Hz** .

El evento dejó **108,8 GWh de energía no suministrada** , más de **8,1 millones de dólares** en costes estimados y un aumento del curtailment renovable cercano al **60%** por restricciones prolongadas de la línea.

Iberia 2025: el riesgo sistémico de la baja inercia

El **28 de abril de 2025** , una cascada de desconexiones de generación (2,2 GW) provocó el colapso total del sistema ibérico. La frecuencia cayó a **48,0 Hz** , Iberia perdió sincronismo con Europa y se produjo un apagón total en España y Portugal.

REE y ENTSO-E coincidieron en señalar la **falta de control dinámico de tensión, la baja inercia y la insuficiente absorción de potencia reactiva** como factores clave. Tras el evento, el operador operó el sistema de forma más conservadora, aumentando el uso de ciclos combinados y elevando el coste de las restricciones técnicas hasta **24,3 €/MWh** , trasladados al consumidor.

Un mensaje común: más renovables requieren más sistema

Los apagones en Brasil, Chile e Iberia comparten una lección: **la transición energética no puede basarse solo en añadir capacidad renovable** . Requiere sistemas eléctricos capaces de gestionar volatilidad, baja inercia, congestión y eventos extremos.

Para Aurora, el almacenamiento, los servicios complementarios, el control dinámico de tensión y una regulación alineada con la realidad técnica serán claves. **2026 será el momento en el que Latinoamérica defina si su transición energética es también una transición segura y resiliente.**

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

23 enero 2026