

El almacenamiento entra en su fase decisiva: de los permisos y los spreads a la financiación

- La rentabilidad de una batería no depende tanto del precio medio de la electricidad como de la diferencia entre las horas con precios más bajos y aquellas con precios más altos.



El almacenamiento entra en su fase decisiva: de los permisos y los spreads a la financiación

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-almacenamiento-entra-en-su-fase-decisiva-de-los-permisos-y-los-spread...>

Aleasoftware Energy Forecasting

Viernes, 17 julio 2026

El almacenamiento con baterías se consolida como uno de los principales ejes de transformación del sistema eléctrico español. Los precios negativos en horas solares y el aumento de los spreads diarios refuerzan su rentabilidad, pero el verdadero punto de inflexión llegará cuando los proyectos obtengan financiación y operen de forma óptima en los distintos mercados eléctricos.

En el webinar número 68 de **AleaSoft Energy Forecasting**, celebrado el jueves 9 de julio, Oriol Saltó i Bauzá, Associate Partner en AleaSoft, analizó la situación actual y las perspectivas del almacenamiento de energía.

De los permisos a la capacidad realmente instalada

España cuenta actualmente con 210 MW de **baterías** en servicio, una cifra todavía reducida frente al volumen de proyectos en tramitación. Los proyectos con acceso concedido alcanzan los 26 GW, mientras que otros 14 GW están pendientes. En conjunto, la cartera asciende a 40 GW.

Estas cifras muestran el enorme interés por el **almacenamiento de energía**, pero también la distancia entre disponer de acceso a la red y construir un proyecto operativo y financiable. No todos los proyectos llegarán a ejecutarse. La calidad del punto de conexión, el dimensionamiento de la batería, la estrategia de ingresos, la degradación, las garantías de los equipos y la estructura contractual

determinarán cuáles podrán avanzar. El reto ya no consiste solamente en acumular permisos y derechos de acceso, sino en convertirlos en activos con ingresos sólidos y riesgos asumibles.

Los spreads confirman la oportunidad

La rentabilidad de una batería no depende tanto del precio medio de la electricidad como de la diferencia entre las horas con precios más bajos y aquellas con precios más altos. En junio, los **spreads** diarios del mercado español alcanzaron niveles superiores a 120 €/MWh para los spreads de una y dos horas, valores comparables a los registrados durante la crisis energética de 2021 y 2022, aunque en un contexto de mercado diferente.

Tomando como referencia una operación sencilla, con un ciclo diario durante los últimos doce meses, una batería de dos horas habría obtenido un margen bruto por **arbitraje** de aproximadamente 68 000 €/MW, mientras que una batería de cuatro horas habría alcanzado 123 900 €/MW. En Francia, los valores equivalentes fueron de 66 700 €/MW y 117 900 €/MW, respectivamente. Alemania presentó los resultados más altos, con 88 600 €/MW para dos horas y 153 300 €/MW para cuatro horas.

Estas estimaciones consideran únicamente el arbitraje en el mercado mayorista. Una batería puede participar también en los mercados intradiarios, la banda secundaria, la terciaria, las restricciones técnicas y, en el futuro, los mecanismos de capacidad. Esto amplía las posibilidades de ingresos, pero también incrementa la complejidad de la operación.

Una batería no puede maximizar simultáneamente todos los servicios sin restricciones. Cada proyecto debe definir qué mercados priorizará, qué capacidad reservará para cada servicio y cómo afectará la estrategia a la degradación del activo. Por ello, la optimización no debe limitarse a seleccionar las horas de menor o mayor precio, sino que debe integrar precios, disponibilidad, eficiencia, garantías técnicas y vida útil.

Ingresos contratados para desbloquear la financiación

La **financiación** continúa siendo uno de los principales cuellos de botella. Los bancos valoran especialmente los ingresos contratados mediante **PPA híbridos**, suelos de ingresos, tolling agreements o mecanismos de capacidad. Cuanto mayor sea la exposición merchant, menor será el apalancamiento y mayores serán las exigencias de ratio de cobertura de la deuda (**DSCR**).

Para España, las referencias analizadas en el webinar sitúan de manera orientativa los tolling agreements entre 70 000 €/MW y 100 000 €/MW al año, con posibles duraciones de alrededor de diez o doce años. No obstante, el mercado español todavía es emergente y no dispone de operaciones cerradas para considerar estas cifras como estándares consolidados.

En estructuras financiables, el coste total de la deuda se estimó orientativamente entre el 4% y el 5%, con un apalancamiento esperado del 60% al 66% cuando los futuros mecanismos de capacidad reduzcan el riesgo de ingresos. En proyectos puramente merchant, el apalancamiento podría situarse aproximadamente entre el 45% y el 55%. Estas diferencias evidencian que contratar una parte de los ingresos puede ser decisivo para conseguir financiación.

El PPA fotovoltaico tradicional, basado exclusivamente en un perfil payasproduced, deberá evolucionar. La combinación de **fotovoltaica** y baterías permite desplazar parte de la producción hacia horas de mayor valor, reducir la exposición a precios cero o negativos y ofrecer perfiles más próximos a las necesidades de los compradores. El resultado serán contratos más complejos, pero también más adaptados al productor, al consumidor y al financiador.

Una herramienta estratégica para los grandes consumidores

Para los consumidores electrointensivos, el almacenamiento es una herramienta para gestionar el coste de la energía y reducir riesgos. Una batería puede almacenar excedentes del **autoconsumo**, cargar durante horas de precios bajos y descargar cuando la electricidad de la red es más costosa. También permite realizar peak shaving, desplazar demanda y participar en servicios como la respuesta activa de la demanda (SRAD).

En un caso real analizado por AleaSoft, un gran consumidor con una instalación fotovoltaica de autoconsumo incorporó una batería óptima de 50 MW y 200 MWh. El porcentaje de autoconsumo aumentó del 39% al 52%, el consumo procedente de la red se redujo un 21% y el impacto económico neto representó una reducción de costes del 20%, con un período de retorno de aproximadamente seis años.

La bancabilidad como frontera decisiva

El almacenamiento ya dispone de señales de rentabilidad. La siguiente etapa consistirá en demostrar que los proyectos pueden financiarse, construirse y operarse durante toda su vida útil. Los actores mejor posicionados no serán necesariamente quienes acumulen más megavatios en tramitación, sino quienes combinen previsiones robustas, contratos adecuados, modelos financieros realistas y una estrategia de optimización coherente.

Previsiones de AleaSoft Energy Forecasting para proyectos de almacenamiento

La gran cartera de proyectos española confirma que habrá competencia por la financiación, los equipos, los optimizadores y las contrapartes. En este entorno, las **previsiones de precios horarios** y de spreads a largo plazo, las simulaciones de ingresos y los modelos financieros serán fundamentales para distinguir un proyecto bancario de una simple solicitud de acceso.

Los servicios de **AleaStorage** permiten analizar los ingresos de baterías standalone y de proyectos híbridos, teniendo en cuenta los distintos mercados, escenarios de operación y estructuras de financiación. Para los grandes consumidores, estos análisis permiten determinar el tamaño óptimo del almacenamiento y evaluar su efecto sobre el autoconsumo y la factura. A través de **AleaHub**, los promotores también pueden buscar contrapartes para PPA, acuerdos de optimización y tolling agreements.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**