



ALMACENAMIENTO

El sol vale más de noche

Almacenar la electricidad del mediodía para venderla al caer el sol ya es rentable en un parque solar español. Lo dice la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) y la consultora internacional especializada en el análisis de los mercados eléctricos, Aurora Energy Research, que coinciden en la oportunidad, aunque la inversión depende del coste y la duración de la batería, del acceso a otros mercados y de ingresos suficientemente previsibles para financiarla.

Manuel Moncada

Aun parque fotovoltaico no le basta con producir electricidad barata: necesita venderla cuando el mercado la valore. La expansión solar concentra la oferta a mediodía, hunde las cotizaciones y deja a muchas plantas fuera de los precios más elevados de la tarde y la noche. Por lo tanto la pregunta es si compensa ya invertir en una batería para desplazar las ventas.

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) y la consultora Aurora Energy Research responden que sí puede hacerlo. Hi1. bridar

una planta, incorporándole almacenamiento, puede añadir valor. El resultado depende de su configuración, sus posibilidades de operación y los ingresos que pueda mantener durante años.

■ Producir más y cobrar menos

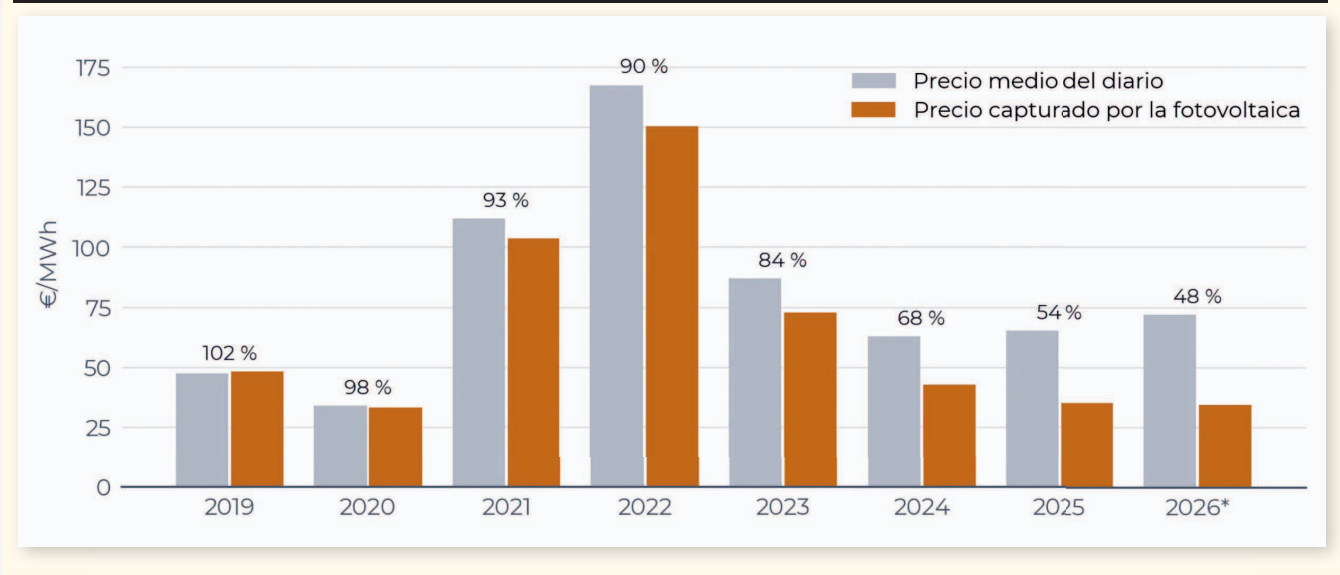
El precio capturado, el precio del mercado ponderado por la energía fotovoltaica programada en cada hora, equivalía al 84 % del precio medio del mercado diario en 2023, según UNEF. Bajó al 68 % en 2024 y al 54 % en 2025. En 2026, hasta el 23 de septiem-

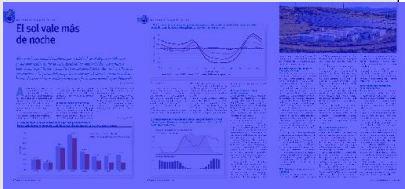
bre, se sitúa en el 48 %: 34,6 euros por megavatio hora (MWh), frente a una media del mercado de 72,1 euros.

En 2025 el mercado promedió 65,3 euros/MWh, por encima de los 63 euros de 2024, mientras la fotovoltaica pasó de capturar 42,8 a 35,3 euros/MWh. La recuperación del precio medio apenas llegó a las horas en las que venden las plantas solares. [gráfico 1]

Sigue en página 58...

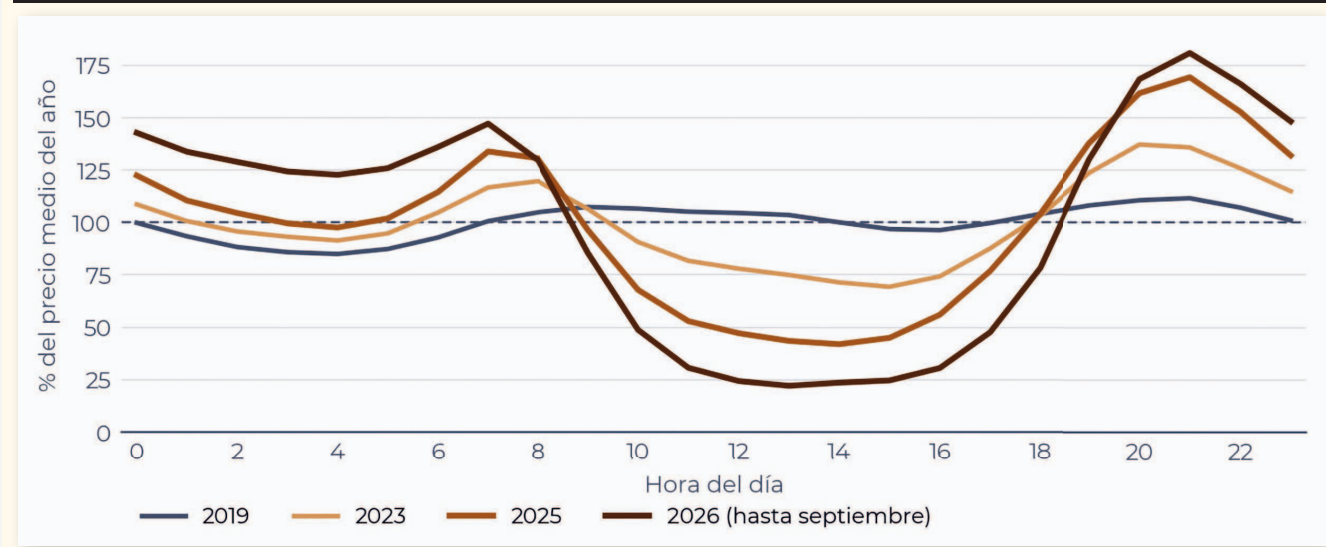
1. Precio medio del mercado diario y precio capturado por la fotovoltaica. Los porcentajes relacionan ambos. 2026: hasta el 23 de septiembre. Fuente: UNEF, con datos de ESIOS.





ALMACENAMIENTO

2. Precio medio de cada hora como porcentaje del precio medio anual. La brecha entre mediodía y tarde se amplía. 2026: hasta el 23 de septiembre. Fuente: UNEF, con datos de ESIOS.



Viene de página 56...

La distancia se aprecia al mirar el reloj. Entre las 12 y las 15 horas, los precios de 2025 equivalían al 42 %-47 % de la media anual. En 2026, hasta el 23 de septiembre, caen al 22 %-25 %. Entre las 20 y las 22 horas, en cambio, el precio llegó al 169 % de la media en 2025 y al 181 % en 2026. Esa brecha abre la oportunidad de almacenar [gráfico 2].

También crecen las horas con el precio medio horario del diario a cero o por debajo:

797 en 2025, de ellas 556 negativas, y 903 hasta el 23 de septiembre de 2026, de las que 743 son negativas. La fotovoltaica tenía programado a esos precios el 22,6 % de su energía de 2025 y el 32,3 % del acumulado de 2026.

Las previsiones empresariales también apuntan a la viabilidad. UNEF cita a Solaria, que presentó en noviembre de 2025 un modelo con una tasa interna de retorno (TIR) de proyecto estimada del 17 % para el conjunto solar con baterías. Es un objetivo calculado bajo sus hipótesis de costes y pre-

cios, que debe distinguirse de un resultado ya obtenido.

El cambio ya se observa en plantas reales

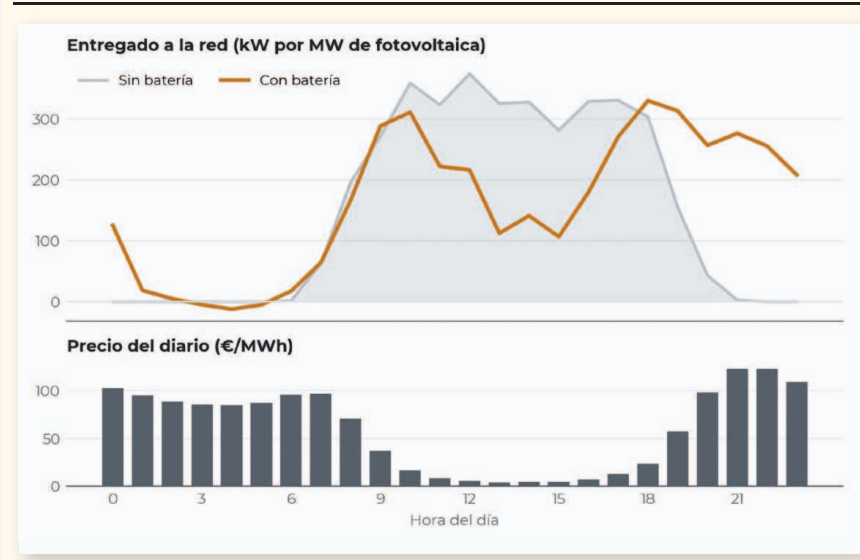
UNEF compara dos plantas del mismo representante, sin contratos bilaterales, entre el 1 de mayo y el 25 de junio de 2026. Una de 24,1 MW solares, con una batería de 11 MW desde abril, capturó 54,9 euros/MWh. Otra de 24,9 MW, sin almacenamiento, obtuvo 32,3 euros/MWh. La primera vendió cada MWh a un precio 1,7 veces mayor, con una producción por MW similar.

La planta con batería capturó el 91 % del precio medio del diario durante esos 56 días y la otra, el 54 %. Sin almacenamiento, las entregas se concentran en horas con precios próximos a 6 euros/MWh. La batería permite almacenar en las horas baratas y descargar cuando el precio llega a 122,8 euros/MWh. Para valorar la rentabilidad de esa mejora hay que considerar todos sus costes [gráfico 3].

En su BESS Index, UNEF simula una planta de 50 MW en Badajoz con una batería de 50 MW y cuatro horas, 200 MWh, que comparte una conexión de 50 MW y puede cargar de la solar o de la red. Con precios históricos, el valor calculado por cada MWh que la planta puede producir pasa de 38,8 a 67,3 euros en 2025 y de 33,5 a 69,1 euros entre enero y agosto de 2026.

El modelo utiliza una curva de producción de PVGIS -que es una herramienta gratuita de la Comisión Europea que permite estimar cuánta electricidad puede producir una instalación fotovoltaica en una ubicación concreta- con meteorología de 2023 y seguimiento a dos ejes, que produce más a

3. Entregas horarias medias de dos plantas, con y sin batería, y precio del diario, del 1 de mayo al 25 de junio de 2026. Fuente: UNEF, a partir de los ficheros Igo de Red Eléctrica.





primera y última hora que la flota real. Es un ejercicio condicionado por esas hipótesis, cuyo resultado debe distinguirse del rendimiento observado en una planta.

■ **El arbitraje es solo una parte del negocio actual**

El arbitraje consiste en comprar o almacenar electricidad en las horas baratas y venderla en las caras. Aurora muestra que, además, los servicios de ajuste, que ayudan a mantener el equilibrio del sistema eléctrico, han sido decisivos en los ingresos recientes.

Su análisis Flexplorer combina el seguimiento de baterías en operación con cálculos teóricos mediante Chronos. Estima que una batería de dos horas, operando en el mercado mayorista y en regulación secundaria y terciaria, habría obtenido 229.000 euros por MW y año entre septiembre de 2025 y agosto de 2026. Para una de cuatro horas, la cifra asciende a 281.000 euros.

Son referencias de ingresos brutos, pero evaluar la rentabilidad exige considerar la inversión, el coste de la energía cargada, las pérdidas, la degradación, la operación y la financiación. Cada planta debe comprobar a qué mercados puede acceder y cómo puede operar. Almacenar la producción propia supone, además, renunciar a su venta inmediata.

En ese periodo, los mercados diario e intradiario aportaron aproximadamente el 19 % de los ingresos de la batería de dos horas y el 37 % de los de cuatro. El resto procedió de los servicios de ajuste. Solo la regulación secundaria, o aFRR, representó el 80 % y el 62 %, respectivamente. El atractivo actual va más allá del diferencial solar y nocturno.

Aurora espera que, conforme entren más baterías, el mercado mayorista pase a ser la principal fuente de ingresos, seguido de los servicios de ajuste y de un posible pago por capacidad. Invertir exige anticipar ese cambio en el reparto.

■ **Cuatro horas no son una receta universal**

La duración importa tanto como la potencia. Una batería de 50 MW y cuatro horas tiene

200 MWh de capacidad nominal. Ampliar las horas permite desplazar más energía, pero exige invertir más y comprobar cuánto ingreso añade.

UNEF observa que la cartera de proyectos se orienta hacia cuatro horas. En otro cálculo, centrado en el ingreso adicional del mercado diario sobre una planta sin batería, dos horas aportan 76.100 euros por MW de batería entre septiembre de 2025 y agosto de 2026; cuatro, 133.000 euros; y seis, 176.000 euros. El equilibrio depende del coste de cada hora adicional.

Aurora subraya la importancia del acceso de demanda para cargar electricidad de la red, las limitaciones técnicas de producción y los contratos de compraventa de energía, los PPA. Una obligación previa de entrega de la solar puede condicionar el uso del almacenamiento.

En su análisis, una batería independiente que entre en servicio en 2027 ofrece mayor rentabilidad que una híbrida que arranque ese mismo año. Híbrida conserva ventajas: compartir costes e infraestructuras y facilitar contratos conjuntos. La elección depende de si ambos activos se complementan o limitan su operación.

■ **La financiación necesita ingresos previsible**

Para UNEF, financiar el almacenamiento exige asegurar una parte suficiente de los ingresos a largo plazo. Los contratos de tolling -que es algo parecido a alquilar el uso de la batería- permiten que una contraparte pague una cantidad fija o predecible por la disponibilidad o el uso económico de la batería y asuma el riesgo de los mercados.

En la modalidad física, esa contraparte decide cuándo cargar y descargar. En la financiera, el propietario mantiene la operación y ambas partes liquidan el valor conforme a reglas pactadas. Importan la disponibilidad, la degradación, los ciclos permitidos y las garantías de rendimiento.

El mercado de capacidad creado por la Orden TED/966/2026, en vigor desde el 18 de septiembre, remunera la disponibilidad de potencia firme y permite periodos

de hasta quince años para nuevas inversiones de generación y almacenamiento. El ingreso dependerá de las subastas y del coeficiente que determine cuánta potencia se reconoce como firme.

Aurora cree que ese pago puede aportar un suelo de ingresos que facilite la financiación. Por la competencia de los ciclos combinados existentes y el volumen de baterías en tramitación, no espera que represente una parte significativa de sus ingresos.

■ **La oportunidad cambia con cada nueva batería**

Al cargar en las horas baratas y descargar en las caras, las baterías tienden a reducir los diferenciales que aprovechan. En los servicios de ajuste, de volumen limitado, la competencia puede comprimir antes la remuneración. En este sentido, UNEF identifica la regulación secundaria como uno de los mercados más expuestos.

Por su parte, Aurora señala que hay más de 30 GW de almacenamiento con acceso a la red concedido, una cifra de permisos que debe distinguirse de la potencia operativa. La entrada de baterías, junto con la evolución de la demanda y del despliegue renovable, condicionará los diferenciales y la remuneración de los servicios de ajuste.

UNEF pide que ampliar la duración de una batería sin aumentar su potencia deje de considerarse una modificación sustancial, y también reclama adaptar las reglas de medida y aclarar la fiscalidad de la energía cargada de la red y devuelta después.

El Real Decreto 997/2025 exime de evaluación ambiental simplificada el almacenamiento dentro de la poligonal ya evaluada, con declaración o informe favorable. UNEF pide extender esa exención a las plantas que no necesitaron evaluación y carecen de esos documentos.

Añadir una batería ya puede salir a cuenta. La brecha horaria y los servicios de ajuste abren la oportunidad. El dimensionamiento, la conexión, los contratos y la operación deben sostener los números cuando cambien los precios y entren competidores. ■