

Almacenamiento: salvando el sector fotovoltaico

Lunes, 16 marzo 2026

La conclusión principal tiene que ser que el almacenaje es esencial para la energía solar FV, tanto para devolver la rentabilidad a todo el sector, como para estabilizar las redes eléctricas y prevenir así apagones como se han dado el 28 de abril de 2025. Inestabilidad crónica en la red eléctrica de España. El 28 de abril de 2025 un cortocircuito en dos subestaciones causó un apagón en toda España y Portugal, así como en partes del sur de Francia, que tardó más de 24 horas en resolverse. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, antes llamado Ministerio de Industria, ha sido incapaz (las malas lenguas hablan de falta de voluntad) de averiguar las causas. No obstante, antes hubo suficientes indicios para poder afirmar que ha sido un desastre anunciado. En diciembre de 2024, el sistema eléctrico sufrió varias incidencias. La presidenta de la World Nuclear Association, Sama Bilbao, indicó que España "había estado un par de veces a un papel de fumar de tener blackouts", refiriéndose a la activación en dicho mes, en dos ocasiones, del denominado servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), un mecanismo del operador del sistema que permite desconectar grandes industrias de la red eléctrica. En enero de 2025, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) alertó sobre problemas para el control de tensión en la red eléctrica por la elevada penetración de electricidad procedente de fuentes renovables frente a una demanda reducida provocando oscilaciones en los niveles de tensión que podrían desembocar en apagones, una situación que se repetiría en la Semana Santa del mismo año. De hecho, aquel 28 de abril de 2025 los precios negativos que se registraron en determinadas horas del día indicaron un exceso de oferta de electricidad procedente de instalaciones solares fotovoltaicas (FV), tal como demuestra figura 1, donde se ve que el desplome del precio de electricidad coincide con una elevada oferta de electricidad solar FV; el apagón se produjo a las 12:33 horas, exactamente en el momento que el precio se puso negativo. Patrones como se dieron el día del apagón son ya más la regla que la excepción desde que la potencia instalada de solar FV superase un cierto umbral crítico, el cual, con algo de margen, podemos situar en el año 2023 (los años 2020 hasta 2022 inclusive son atípicos por la bajada de demanda eléctrica por la pandemia en 2020 y 2021 y los altísimos precios eléctricos en 2022). De todos modos, antes de 2020 nunca ha habido riesgos de cortocircuito debido a excesos de oferta de renovables. Desde el 2023 sin embargo, apagones como el 28 de abril de 2025 pueden repetirse con facilidad si no llegan a controlarse los excesos de oferta de electricidad producidos por la energía solar FV. Almacenaje. Patrones vistos como en figura 1 (desplome de precio coincidiendo con exceso de producción de energía solar FV) y el permanente riesgo de cortocircuitos piden a gritos el uso de tecnologías de almacenaje, tanto para devolverles a las centrales de energía solar FV su rentabilidad, como para eliminar el riesgo de volver a sufrir apagones. Hay varias tecnologías de almacenaje disponibles: Baterías tradicionales de ion-litio: para carga y descarga rápida. Baterías de sales fundidas: calor a baja temperatura, para todo tipo de energía renovable. Hidroeléctrica de bombeo: en altura, para centrales hidroeléctricas. Batería de hidrógeno y bromo: carga eléctrica en hidrógeno, idóneo para energía solar fotovoltaica, optimiza la generación de hidrógeno con energía renovable. Batería de arena: calor, idóneo para almacenaje a largo plazo. Dado el patrón cíclico en la generación

y disponibilidad de energía solar FV, que se repite fielmente cada día con la salida y puesta del sol, la tradicional batería de ion-litio es la más idónea para almacenar este tipo de energía eléctrica: se carga de día durante el picos de generación eléctrica y se descarga después, coincidiendo con los picos de demanda y precio de electricidad del día. Mercado eléctrico El mercado diario Para determinar la rentabilidad de baterías de ion-litio, que se cargan y descargan a diario según el precio eléctrico del momento, en combinación con una instalación de energía solar FV, se necesitan datos sobre los precios de electricidad de cada hora del día, de todos los días del año y así de varios años, a partir del año en que la energía solar FV adquiera suficiente peso como para influir en los precios, lo cual, como ya observamos, se sitúa en 2023. El Operador del Mercado Ibérico de Electricidad tiene todos estos datos a nuestra disposición en www.omie.es. Se analizaron los datos de los años 2023, 2024 y 2025 económicamente con análisis de regresión para averiguar los factores que determinen el precio de electricidad en cada hora del día. El resultado es la siguiente ecuación : $*pe(t)=A1 \times p_{gas}(t)+A2 \times a(t)+C1$ siendo: $pe(t)$ = precio de electricidad en hora t en €/MWh. $p_{gas}(t)$ = precio de gas natural incluyendo cargos por emisión de CO2 en hora t en €/MWh. $a(t)$ = aportación de las energías solar FV + eólica subvencionada + hidráulica en la generación de electricidad en hora t , expresada en % del total. $A1$ y $A2$ son los coeficientes y $C1$ es el constante de la ecuación. Los valores y la relevancia de cada uno de los constantes aparecen en la siguiente tabla: La relevancia la mide la estadística t , la cual para todos los coeficientes está muy por encima de 2 o por debajo de -2 en caso de coeficiente negativo. En la econometría un valor de 2 o -2 para la estadística t significa que hay un 5% de probabilidad de que la variable de la que se estima su coeficiente no es relevante. Es decir, cuanto más la estadística t se aleje del 0, más relevante es. Los valores P se aproximan muy estrechamente a 0 (el valor P expresa la probabilidad que se rechace erróneamente la hipótesis 0). Ecuación (1) por tanto predice con un grado de precisión muy alto el precio eléctrico en cada hora del día del año, como se puede ver en figura 3, que representa los precios eléctricos reales (azul marino) y predichos por ecuación (1) (naranja) contra los factores que lo determinan (precio del gas natural y aportaciones de energía solar FV, eólica primada y hidráulica) aquel fatídico día 28 de abril de 2025. Es por tanto una excelente herramienta para hacer previsiones del precio eléctrico por hora de cada día del año, a condición de que las previsiones del precio de gas y las aportaciones de energía solar FV, energía eólica y energía hidráulica respectivamente sean fiables. La fiabilidad del precio de gas natural y la aportación solar FV está prácticamente garantizada, ya que el precio de gas natural está compuesta por el precio neto de la materia prima, cuya evolución se suele saber con meses de antelación salvo imprevistos como últimamente la guerra en Irán, y los derechos de emisión de dióxido de carbono, que suelen fluctuar diariamente según la demanda con picos y valles coincidiendo matemáticamente con los precios de electricidad. La aportación de energía solar FV es el resultante del ritmo del sol, que es previsible, y la potencia de generación de energía solar FV instalada, que es conocida. Las aportaciones eólicas (primadas y no primadas) y hidráulicas son menos previsibles, ya que dependen del clima, pero las fluctuaciones suelen neutralizarse si se miden sobre múltiples años, permitiendo descubrir la tendencia a largo plazo. El mercado eléctrico a largo plazo La rentabilidad de un proyecto de energía se mide sobre varias décadas de años. Por tanto necesitamos también una previsión realista del precio eléctrico anual. En sendos artículos míos en este medio ya se analizó un modelo de predicción del precio eléctrico a largo plazo, cuya última versión está publicada en [El Periódico de la Energía] (<https://elperiodicodelaenergia.com/empezo-la-transicion-energetica-de-desplome-a-reventon-en-el-mercado-electrico>) de 27 de septiembre de 2021. En dicho artículo encontramos ecuación (2) en la

cual el precio eléctrico anual es una función del precio de gas natural y la aportación de energía procedente de fuentes de coste cero, las cuales son la energía eólica primada y la energía hidráulica: $*pe(t)=B1 \times p_{gas}(t) - B2 \times a(t) + C2$ siendo $pe(t)$, $p_{gas}(t)$ y $a(t)$ como en ecuación (1) con t representando los años en vez de las horas, $B1 = 1,52$, $B2 = -53,29$ y $C2 = 37,32$. Se ha vuelto a estimar la ecuación (2) añadiendo la energía solar fotovoltaica como fuente de energía de coste cero. Los resultados se ven en la siguiente tabla: También en ecuación (2) los coeficientes vuelven a tener más que suficiente relevancia (estadística t muy por encima de $|2|$) como para hacer previsiones muy precisas del precio eléctrico, obviamente a condición de previsiones realistas de sus factores determinantes, los cuales son el precio de gas natural y la aportación de energía de fuentes de coste cero. Para las previsiones del precio eléctrico anual se supone tal expansión del almacenamiento los próximos 10 años que se elimina la práctica totalidad de la energía solar FV de las fuentes de energía de coste 0, convirtiéndola en una fuente gestionable que pueda incluso determinar el precio eléctrico. También se prevé una sustitución paulatina de las energías de fuentes fósiles (en su mayoría gas natural) por renovables gestionables, aún manteniendo un mínimo necesario, un 10% del sistema eléctrico, para mantener su equilibrio. El resultado es un precio eléctrico medio anual que tiende ligeramente a la baja hasta 2035 (el almacenaje quita fuentes fósiles caras del sistema eléctrico) cuando se culmine la expansión del almacenaje, para estabilizarse después (curva naranja en figura 4). Convergencia de precios Evidentemente el uso a gran escala de tecnologías de almacenaje suavizará las abismales diferencias de precio entre horas pico y horas valle que se dan en la actualidad, como en figura 1, exactamente por la ausencia de cualquier tipo de almacenaje. Entre los promotores y propietarios de instalaci