



Baterías y acceso a la distribución: los frenos del auge solar

España necesita más acumuladores para aprovechar los picos de producción y mitigar la volatilidad de precios, así como una gestión encaminada a facilitar la conectividad

Elena Sevillano

Si la solar fotovoltaica fuera un sistema de calefacción, el debate se centraría en la necesidad de tener un termo capaz de acumular el agua caliente; en el buen estado las tuberías para distribuirla, y no tanto en la escasez o el precio de la energía para mover el circuito. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) vaticina el *sorpasso* de la fotovoltaica para 2027, cuando será la principal fuente de generación eléctrica del mundo, superando definitivamente al carbón en potencia instalada. En España, dicha capacidad supera los 56 gigavatios (GW) y cubre casi el 23% de la demanda eléctrica nacional, según datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). Los desafíos ya no están en la generación, sino en las redes de transporte y distribución que han de hacer llegar nueva electricidad a nuevos consumidores; en la demanda, que ha de crecer, y en un despliegue urgente de baterías para aprovechar el recurso fuera de las horas de sol.

El 88,3% de los nudos de conexión de la red de distribución —que lleva la electricidad desde la red de transporte (alta tensión) hasta los hogares— están saturados, asegura Marta Castro, directora general de Regulación de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec). Castro destaca la necesidad de ordenar, flexibilizar, planificar las inversiones y primar la optimización. “Es un bien escaso; hasta que se genere nueva capacidad, hay que aprovechar al máxi-

mo la existente”, remacha. En agosto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNCM) puso fin al modelo de acceso fijo o de capacidad firme, garantizada las 24 horas, para dar paso a los permisos de acceso flexibles de la demanda a la red eléctrica. El cambio facilita la conexión de nuevos consumidores, incluso cuando no haya capacidad disponible firme, siempre que reduzcan o adapten su consumo en determinados momentos, para no comprometer la seguridad de la red.

Aelec insiste en que se flexibilice la regulación para que una conexión pueda ser usada por más de una demanda. Defiende que el origen de los problemas de capacidad de la red de distribución —la de media y baja tensión— se sitúa aguas arriba, en el sistema de transporte, operado por Red Eléctrica (RE). Y reclama que la inversión se abra a las compañías distribuidoras en las infraestructuras frontera, o conexiones entre ambos sistemas. En su documento *Redes de distribución: de freno a motor de la electrificación*, la Fundación Renovables estima que alrededor del 94% de la capacidad de acceso en los puntos de conexión de la red de distribución está ocupada o comprometida, lo que dificulta conectar nueva demanda en muchas zonas de España. Pero no le parece una buena idea la propuesta de Aelec; la considera un paso hacia la privatización de la red de transporte, “la columna vertebral de toda la transición energética”.

Fuentes de RE niegan que la red de transporte esté ni colapsada ni saturada. Sí reconocen una “avalancha de solicitudes de proyectos de consumo”, y admiten que su infraestructura vive



un momento de transformación. “Llevamos varios años con un volumen récord de solicitudes de generación renovable”, atestiguan. Si se conectaran todos los proyectos que tienen permiso, por un extremo y por el otro, el parque de renovables estaría cerca de duplicarse, tanto en oferta como en demanda. El Real Decreto 640/2026, del pasado julio, desbloquea una inversión de 17.900 millones de euros hasta 2030 para la red de transporte y distribución. Y reconoce explícitamente que hay que preparar las cañerías para un panorama de grandes industrias, centros de datos, vivienda o transporte enchufados.

Cada vez más, grandes consumidores se están conectando directamente a la red de transporte. O, para ser más precisos, lo están solicitando. RE ha concedido acceso a un total de 18,52 GW de demanda, de los que 11,05 GW aún no se han conectado. Los centros de procesamiento de datos concentran el mayor volumen de acceso asignado, con 6.329 megavatios (MW) —el 34,2% del total—, aunque aún no hay ninguno conectado a la red de transporte (sí a la de distribución). Los proyectos industriales suman 5.838 MW de capacidad adjudicada, de los que 4.346 MW ya han sido puestos en servicio. Le siguen las infraestructuras ferroviarias (19,2% de la capacidad total otorgada) y los programas de producción de hidrógeno y gases renovables, con el 13,2%.

Ismael Morales, responsable de Políticas Climáticas de Fundación Renovables, solicita una mayor transparencia de los datos e insiste en que la congestión que impide conectar nueva demanda en muchas zonas no es física, sino de gestión. Pide cuentas sobre los “consumidores reales” que hay detrás de cada punto de conexión. Y manifiesta la necesidad de cambiar el concepto de acceso a la red para evitar que al primer promotor que llegue, sin atestiguar un proyecto maduro detrás, se le conceda acceso y bloquee la llegada de iniciativas más desarrolladas. De la misma opinión es Marta Castro, de Aelec, quien exige que se agilice la normativa para que a los proyectos que no se ejecuten se les retiren de forma automática los derechos de conexión reservados. “Ya hemos liberado 1,3 GW así, y esperamos que, de aquí a final de año, haya más”.

Segundo mercado de la UE

Durante 2025 se instalaron 10.105 MW de nueva potencia fotovoltaica en España. De ellos, 8.966 MW correspondieron a plantas en suelo (un 31% más respecto al año anterior), lo que convierte al país en el segundo mercado fotovoltaico de la Unión Europea, de acuerdo con el último informe anual de UNEF (*Desafíos de la segunda fase de la transición energética 2025-2030*). El autoconsumo sumó 1.139 MW el año pasado y se estabiliza en torno a 1,1 GW anuales, con un descenso del 4% en nueva potencia instalada respecto a 2024. En Europa se instalaron 67,2 gigavatios pico (GWp) de fotovoltaica, que volvió a ser la fuente con mayor capacidad nueva instalada en el mundo: 698 GWp, con una capacidad acumulada global de más de tres teravatios pico (TWp).

La oferta va como un tiro, pero los sectores productivos han de acelerar en su electrificación, impulsando el crecimiento de la demanda, defiende José Donoso, director general de UNEF. “No tiene sentido que las empresas que pue-



● Exceso de prudencia a un alto coste

A raíz del apagón ocurrido el 28 de abril de 2025, Red Eléctrica (RE) puso en marcha un modo de operación (programación reforzada) para evitar que se repitiera. Consiste en incorporar a la red más recursos de generación capaces de aportar estabilidad y control de tensión. En la práctica, explica Pedro Fresco, de Avaesen, supone la entrada de más gas, lo que sube la factura de la luz. Fresco lo entiende. “Es como cuando tienes un accidente de tráfico y durante mucho tiempo [después] vas más despacio por la autovía”, compara. “Pero ¿es necesario ir a 50 kilómetros por hora?”, se pregunta. Cuan-

do, además, ese exceso de prudencia sale caro a los consumidores. “Se han implementado medidas adicionales desde aquel 28 de abril para ganar en robustez. Pero es como decir: ‘Voy a ponerle 17 cinturones de seguridad al sistema, por si acaso’”, prosigue. Desde RE cifran en unos 800 millones el coste acumulado de la operación reforzada, pero afirman que esa cifra ha ido bajando hasta menos de 275 millones de euros durante los nueve primeros meses de este año. Eso supone “dos céntimos al día para un consumidor medio acogido al PVPC [la tarifa regulada]”, prorratan. Una de las ra-

zones de la reducción es que, desde otoño de 2025, las renovables pueden participar en el control de tensión y cada vez lo están haciendo en mayor volumen. “Tenemos unos 11 gigavatios de plantas capacitadas para regular la tensión”, estima Donoso, que pide a RE confianza en estos nuevos instrumentos. La operadora contempla que, a partir de 2029, entren en el sistema los compensadores sincrónicos, que ayudarán a hacer la cobertura a la fotovoltaica y la eólica, reduciendo la necesidad de gas. “No podemos esperar hasta 2029 para bajar el gas al precio que está. El riesgo cero no existe”, advierte Fresco.

subiendo por el horizonte; a mediodía toca su mínimo, en lo más bajo del lomo, y a partir de las 17.00 o 18.00 vuelve a crecer hasta llegar el pico.

Los precios fluctúan en consecuencia en el mercado mayorista: desde en torno a 200 euros por MWh al final de la tarde y principios de la noche, cuando el sol alfoja pero la demanda sigue alta; hasta los cero euros, o incluso precio negativo de las horas centrales (canibalización de los precios, en argot). “Desincentivan las nuevas inversiones futuras”, advierte UNEF en su informe anual, mostrando la evolución de los precios capturados por las instalaciones fotovoltaicas: 42,28 euros por MWh en 2024; 36,39 euros por MWh en 2025; 29,68 euros por MWh en el primer semestre de 2026. “En 2025 se contabilizaron 797 horas con precio igual o inferior a cero euros por MWh y generación fotovoltaica significativa. En 2026, esa cifra ya se había igualado el 7 de julio y rondaba las 900 horas a comienzos de septiembre”, añade.

El besito de buenas noches

Otro problema derivado de la intermitencia son los vertidos de energía (*curtailment*) en los momentos de máxima radiación, cuando se produce más electricidad de la que la red es capaz de absorber. Avanzar en baterías acabaría también con este “absurdo desperdicio de energía limpia”, expone el consultor independiente del mercado eléctrico Francisco Valverde. Además eliminaría el “besito de buenas noches y de buenos días que nos desean las eléctricas”. Valverde se refiere, con retranca, a los picos de subida de precios que se producen en estos dos momentos de la jornada. Pone de espejo a California o Australia, donde la penetración de la fotovoltaica es similar a la española, pero la del almacenamiento es mucho mayor. “Las baterías se han comido el besito de buenas noches”, apunta.

“Las baterías llegan tarde”, reconoce Pedro Fresco, director general de la Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía (Avaesen). Pero cuando lleguen y se sumen al almacenamiento de las centrales hidroeléctricas de bombeo, veremos lo mismo que ocurre en California, vaticina: en las tres o cuatro primeras horas de la noche esa energía guardada se vierte a la red, desplazando al gas, “que ahora mismo pagamos a precio de sangre de unicornio”, lamenta, y eliminándolo de las horas caras. El cambio llevará a la descarbonización del *mix* energético y al abaratamiento de la factura, razona.

“Tenemos una oportunidad como país con las renovables”, asevera Mariano Berge, CEO de Soltec, especializada en tecnología para plantas solares fotovoltaicas a gran escala. Cree que se abren puertas a la reindustrialización, y a que España se convierta “en un polo de atracción e inversión” gracias a las energías limpias. Pide a Europa que apueste por la innovación y la tecnología. “Ahora no se trata de meter megavatios, sino de integrar las tecnologías renovables dentro del sistema eléctrico. Tenemos un montón de conocimiento en todo eso”, resalta. Dragomir bosqueja un puzle al que es verdad que le faltan algunas piezas, pero parece prometedor. “Los inversores miran a España como el país de las energías limpias; existe mucho apetito inversor”, concluye.

En nuestro país, la fotovoltaica supera los 56 gigavatios y cubre casi el 23% de la demanda nacional, según UNEF

Red Eléctrica niega que el tejido de transporte se encuentre saturado; sí reconoce una avalancha de solicitudes de consumo

