

Las plantas fotovoltaicas comienzan ya a regular la tensión de la red para evitar apagones en el futuro

- Red Eléctrica ordena ya a algunas renovables controlar tensión, una de las medidas tomadas tras el apagón del año pasado



Foto de archivo de una planta fotovoltaica.

Medioambiente **Energía** **Energías renovables** **Economía** **Recibo luz** **Gas y Electricidad** **Apagón**

<https://www.infolibre.es/medioambiente/plantas-fotovoltaicas-comienzan-regular-tension-red-evitar-apagones-...>



Daniel Lara

Jueves, 12 marzo 2026

Medio centenar de plantas solares trabajan ya en España para controlar la tensión de la red, el principal problema que llevó al apagón del pasado 28 de abril. Inmediatamente después de aquel incidente histórico, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) cambió la regulación para que las instalaciones renovables pudiesen regular este parámetro y diez meses después han comenzado a hacerlo, según señaló este miércoles Red Eléctrica (REE), el operador del sistema eléctrico. Concha Sánchez, directora general de Operación de REE, dijo que ya hay 50 instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos que aportan tensión a la red, sumando una potencia total de 4,4 GW, de las que la inmensa mayoría son plantas fotovoltaicas. Hay otras 50 plantas que ya han superado las pruebas y se sumarán próximamente a este servicio, y se espera que en los próximos meses se sumen cientos de parques más. Por ahora, ninguna cobra por realizar este control de tensión, pero empezarán a hacerlo el 17 de marzo. Durante la presentación de las magnitudes del sistema eléctrico de 2025, Sánchez comentó que "ampliar el servicio de control dinámico de tensión a un número más amplio de la generación" permite tener "un número más amplio de unidades que aporten ese recurso". Es decir, cuantas más instalaciones puedan controlar la tensión de la red, más eficiente será el proceso y menor será su coste para los consumidores. El trabajo del control de tensión es imprescindible para evitar apagones. La tensión es un parámetro muy sensible de la red eléctrica que tiene que mantenerse dentro de un umbral (medido en kV) y si

se dispara por arriba o por abajo puede provocar averías en todo el sistema, de manera que productores y consumidores de luz se desconectan automáticamente por seguridad cuando se descontrola. Eso es lo que ocurrió el 28 de abril: una subida salvaje de la tensión provocó una cascada de desconexiones por seguridad de plantas de producción eléctrica –algunas antes de tiempo, que están siendo investigadas– hasta que se produjo el apagón. El control de tensión dinámico siempre ha formado parte de la programación de la red eléctrica, pero hasta ahora solo podían realizarlo las centrales de ciclo combinado de gas, las nucleares y las plantas de carbón. Esas instalaciones son compensadas económicamente por estar encendidas para ofrecer ese servicio y desde el apagón se ha incrementado el número de unidades que reciben esa orden de REE para garantizar que no se repite ese cero eléctrico. Cien veces más barato que si lo hace el gas. El problema es que mantener encendidas estas plantas solo para ese proceso encarece notablemente la factura de la luz. En 2025, todos los consumidores pagaron unos 1.200 millones de euros por ese trabajo a las grandes energéticas. Pero como ahora ese control lo pueden realizar también las renovables, la factura de ese servicio será mucho menor. En concreto, la CNMC ha decretado que las plantas solares y eólicas que controlen tensión recibirán un euro por cada megavoltio amperio activo por hora (1 €/MVarh) que absorban o inyecten a la red eléctrica. Los MVarh son unidades de potencia reactiva, un tipo de energía que hay que controlar para evitar subidas y bajadas de tensión en la red. Las empresas de energía solar se quejan de que ese precio que van a cobrar no es suficiente ni para cubrir sus gastos. Según cálculos de UNEF, la patronal fotovoltaica, un ciclo combinado de gas cobra ahora entre 106 y 110 €/MVarh, y ellos van a recibir 1 €/MVarh, insuficiente para cubrir los gastos de realizar ese servicio por la noche. En cambio, solicitan a la CNMC que incremente su retribución hasta los 5 o 10 €/MVarh, que seguiría siendo entre diez y veinte veces menos del coste actual, subraya Héctor de Lama, director técnico de UNEF. "Si nos habilitamos para controlar tensión, nos comprometemos a hacerlo también en las horas en las que no hay sol. Y para poder soltar reactiva a esas horas necesitamos comprar electricidad en el mercado y aumentar la potencia contratada, y eso es muy caro. Ahora mismo no sale rentable", opina el experto. Aunque ahora no sea económicamente viable para las renovables participar en el control de tensión, medio centenar de estas instalaciones están adscritas a esta labor porque –aparte de una pequeña retribución– reciben lo que se conoce como prioridad de despacho. La normativa obliga a que las instalaciones que aporten seguridad a la red, como un control de tensión, sean las últimas a las que se puede ordenar apagarse si hay demasiada producción de electricidad. Ocurre a menudo en las horas de mucho sol y baja demanda, durante las cuales, algunas plantas solares se desconectan de manera forzosa porque no hay demanda suficiente de energía. A largo plazo bajará el coste de los servicios de ajuste de la red. El hecho de que más plantas controlen tensión –y lo hagan a menor precio– debería reducir próximamente los costes de los servicios de ajuste de la red, los costes que tiene equilibrar la red eléctrica para que funcione de manera segura. No obstante, De Lama no cree que esto vaya a ocurrir a corto plazo porque todavía son pocas las plantas renovables adscritas al nuevo sistema. "Esto debería hacer que trabajen menos ciclos combinados de gas, pero no se notará hasta que haya muchas más renovables. Como el control de tensión es zonal, puede haber un efecto desborde. Si mucha solar que aporta o absorbe reactiva está en un mismo sitio, solo desplazará a un ciclo combinado, y si está muy dispersa por España, no consigues desplazar a ninguno. Probablemente habrá un impacto mayor sobre las plantas de gas de Castilla-La Mancha o Huelva, donde hay mucha fotovoltaica". Según dijo también Concha Sánchez este miércoles, esa operación en modo seguro que se activó tras el apagón encareció en 516 millones de euros la gestión del

sistema en 2025, una subida de la luz del 2%, o unos 3 euros al mes para un consumidor medio. Otro estudio de la consultora energética Nera cifraba ese coste en 1.100 millones, el número que también han replicado las compañías eléctricas y el doble de lo que afirma Red Eléctrica, pero Sánchez cargó contra esos cálculos argumentando que "tienen otra terminología (sic)".