

"Se lo piensan dos veces": la medida estrella de REE para evitar otro apagón no despegó un año después por una pobre oferta económica

- Tuvo que producirse el cero eléctrico del año pasado para que Red Eléctrica empezara a habilitar a plantas fotovoltaicas y eólicas para controlar tensión. Nueve meses después de iniciar el proceso lleno de retrasos y con pocos incentivos económicos, solo lo han terminado instalaciones que suman 4.500 MW, frente a los...



Planta fotovoltaica en la localidad conquense de Belinchón.

Electricidad Política Energía solar CNMC Apagón Red Eléctrica Renovables Educación Infantil

<https://www.20minutos.es/nacional/se-piensen-dos-veces-medida-estrella-ree-para-evitar-otro-apagón-no-des...>

Clara Pinar

Domingo, 26 abril 2026

Un año después del **apagón**, la principal medida que tanto Red Eléctrica como el Gobierno consideran esencial para **evitar otro cero eléctrico** sigue **sin estar plenamente operativa**, debido a unas condiciones económicas insuficientes que llevan incluso a que quienes tienen que hacer el cambio incurran en **pérdidas** o tengan que afrontar **penalizaciones** superiores al beneficio que puede reportarles. Se trata de hacer que cientos de plantas eólicas y sobre todo fotovoltaicas sean capaces hacer un **control dinámico de tensión de la red eléctrica** de una manera similar a como lo hacen los ciclos combinados o las centrales nucleares e hidroeléctricas, para evitar que, como sucedió el 28 de abril de 2025 pero también semanas y meses antes y después, **la rápida entrada** en el sistema de electricidad de origen renovable provoque las **sobretensiones** que ese día llevaron al cero nacional y, antes, oscilaciones que hicieron llevarse las manos a la cabeza tanto a operadores de Red Eléctrica como a los de distintas centrales de generación.

La generación cada vez mayor de electricidad en **plantas renovables** estuvo en parte en el centro del 28 de abril. No como la causa, pero sí como **fuentes de desestabilización del sistema**, que a falta de suficiente inercia para respaldarlo o de capacidad de otras centrales para absorber parte de la

energía que no se consumía, contribuyeron a provocar la **reacción en cadena de desconexiones** que terminaron en el histórico apagón.

Cuando sucedió el apagón, **la CNMC y Red Eléctrica llevaban cinco años trabajando** en una nueva normativa para que las plantas renovables también puedan hacer control dinámico de tensión, en un procedimiento para **habilitar instalaciones** que, por ley, ya debían incorporar la tecnología necesaria para ello desde 2018. Sin embargo, **no fue hasta poco después del cero eléctrico**, en el mes de junio, cuando el regulador aprobó esta nueva normativa -el procedimiento de operación 7.4- que casi un año después sigue estando casi en pañales. Las plantas renovables que podrían hacer esta función **suman una potencia de 32.000 Mw** y de momento solo hay habilitadas para ello equivalentes a 4.500 Mw, muy lejos del objetivo final aunque con cierta aceleración en las últimas semanas, cuando se han sumado 1.500 Mw nuevos, desde los 3.000 que había antes.

"**Va muy lento**", indican fuentes del sector sobre el proceso por el que todas las plantas eólicas y fotovoltaicas de más de 5MW de potencia y conectadas a la red de transporte debería poder controlar tensión, que resulta **clave para evitar situaciones como las que reflejan las conversaciones** entre el centro del control de Red Eléctrica y distintos operadores en la mañana del 28 de abril y semanas y meses antes. "**La solar entra, sale y... al final pues provoca... que se va para arriba o se va para abajo la tensión**". Ya te digo que está generalizado", se puede escuchar en un audio de horas antes del cero nacional. "**E s la solar que entra por ajustes**. Hemos metido una reactancia y no ha hecho nada", añadían desde el operador del sistema en otro momento.

Va lento porque, para empezar, Red Eléctrica se tomó **todo el verano del año pasado para preparar el software** necesario y hasta octubre no organizó un *webbinar* para explicar los interesados lo que tenían que hacer, en un desarrollo de los acontecimientos que en el que "perdieron tiempo", según lamentan en el sector. Para cuando se abrió el proceso de habilitación de plantas, antes de final de 2025, y el Ministerio para la Transición Ecológica se involucraba en animar a los propietarios de las plantas a participar en él, las **condiciones económicas, insuficientes y hasta discriminatorias** con las centrales de gas, se convirtieron en el principal obstáculo para que participen en el control de tensión y en dar estabilidad a la red eléctrica. Tanto es así, que el sector renovable espera que, **coincidiendo con el primer aniversario del apagón, la CNMC mejore** las contraprestaciones para animar a más plantas a habilitarse para controlar tensión.

La importancia de ello estriba en que, a diferencia de una central nuclear o de una central de ciclo combinado (que genera electricidad con gas), los aerogeneradores pero sobre todo las plantas fotovoltaicas **no pueden** en estos momentos **seguir la consigna que marca Red Eléctrica para mantener la tensión** en determinado nivel. Simplemente, **se unen a la que existe**, tanto si es normal o si es una sobretensión, agravándola. Esto se suma a que en el momento del apagón, las plantas renovables **podían verter de manera muy inmediata** electricidad a la red, en grandes cantidades por ejemplo en la soleada mañana del 28 de abril, obligando al sistema a **reaccionar rápidamente para igualarla con la demanda** y, si no la hay, **absorbiendo energía reactiva**. Esta circunstancia continuó provocando **oscilaciones "bruscas" meses después** y fue lo que llevó a Red Eléctrica a retrasar en octubre hasta los 15 minutos la entrada de las renovables en la red después de las sobretensiones registradas por en septiembre. Desde octubre, **el operador ofrece** a las plantas habilitadas para

controlar tensión la llamada " **prioridad de despacho**", poder verter antes su electricidad en la red, pero ni con esas está consiguiendo atraerlas en masa a esta nueva importante función.

El sector renovable viene advirtiendo desde hace meses de las malas condiciones económicas que ofrece la CNMC a cambio de que las plantas controlen tensión. Hace unas semanas, el senador del PNV, **Igotz López** , dio otra señal de alerta en la comisión de investigación sobre el apagón que acaba de terminar en Senado, al preguntar a la presidenta de Red Eléctrica, **Beatriz Corredor** , si tenía "noticia de que alguna planta, algún operador, ha solicitado deshabilitarse".

"No lo sé, señoría. **Es una pregunta para el operador, yo no se la puedo contestar**" , respondió la presidenta de Redeia, empresa matriz del operador, de Red Eléctrica, que también preside.

Tanto como deshabilitarse no está sucediendo, pero la **Unión Española Fotovoltaica** (UNEF), la mayor asociación de empresas de este sector, sí señala que existen reticencias de los propietarios de las plantas solares y que incluso algunos inician y terminan con éxito el proceso de habilitación pero no lo aplica. " **Vemos que algunas no están demasiado interesadas en habilitarse**" , explica el director técnico de UNEF, **Héctor de Lama** . "Algunos han pasado las pruebas de Red Eléctrica pero no llegan a habilitarse, no prestan el servicio, hay quien se lo piensa dos veces".

El motivo son las **pobres condiciones económicas** que ofrece Competencia por hacer un control dinámico de tensión, que el sector renovable subraya que **podrían hacer incluso mejor**, porque ante cualquier oscilación pueden **actuar de forma inmediata** , frente a, por ejemplo, las **centrales nucleares**, las que mejor mantienen la sincronía del sistema de base pero con una peor capacidad de reacción ante eventos fortuitos, como reconoce el Foro Nuclear. El pago que se ofrece a las plantas fotovoltaicas y eólicas por hacer esta función es un **euro por cada 100 MVarh (megavoltio amperio reactivo/hora)**, una cantidad que el sector considera insuficiente y que conduce a que ejerzan esta función clave a pérdidas en algunos momentos del día -por las noches-. Sin contar con el agravio que se percibe en el sector por los **entre 100 y 200 euros** por cada 100 MVarh que perciben por hacer lo mismo las centrales síncronas como los ciclos combinados.

"Para **prestar este servicio por la noche** , hay que hacer un pequeño **consumo** de energía de la red, que en este momento está **más caro** , además de los cargos", explica De Lama. Como consecuencia, las plantas renovables se ven en la tesitura de tener que pagar por las noches más por la electricidad que necesitan que la retribución que van a obtener. "**Un euro es muy poco, esta y nada es más o menos lo mismo** ", señalan desde la UNEF, que piden mejorarla hasta alrededor de los 10 euros, algo que seguiría a mucha distancia de la retribución a las centrales síncronas.

Pero, además, el sector señala que la habilitación **requiere hacer algunas inversiones**, en programas informáticos o convertidores, que también tienen que hacer 'gratis', sin que Competencia y REE contemplen ningún pago por ello.

En tercer lugar, el sector renovable recela de unas normas que cree que **tampoco están claras por lo que respecta a las posibles penalizaciones** por no controlar tensión, algo de lo que Red Eléctrica acusa a las eléctricas por el 28 de abril sin que hasta después el Ministerio y la CNMC dieran el paso de sancionar por incumplir esta obligación, por la que son retribuidas.

No tener claro este elemento también es un factor que echa para atrás al sector renovable, que pide no incurrir en pérdidas por pasar a controlar tensión. Por ejemplo, hace unos meses desde la **Asociación de Empresas Eólicas** (AEE) se preguntaban qué pasaría si entre varios parques habilitados que vierten en un mismo nudo de la red de transporte de electricidad -donde Red Eléctrica puede comprobar que están cumpliendo con esta función- uno de ellos incumple su obligación. La duda es si **todos serían penalizados por el cumplimiento de uno solo o solo el incumplidor**.