

# Un estudio cifra en 1.100 millones el coste de la operación reforzada de REE tras el apagón

Las eléctricas denuncian que no hay una regulación específica para la estrategia “conservadora” del operador y este se ampara en sus procedimientos

**CARMEN MONFORTE**  
**MADRID**

La llamada operación reforzada que viene aplicando Red Eléctrica (REE) tras el apagón sufrido en la Península el pasado 28 de abril se saldó entre esa fecha y el 31 de enero con un coste de hasta 1.100 millones de euros que han pagado los consumidores en sus facturas de la luz. Según un análisis realizado por la consultora Nera, el coste total de las restricciones técnicas (decisiones que adopta el operador del sistema para solventar los problemas en la red y garantizar el suministro) aumentó en 2025 en 1.300 millones de euros respecto a 2024, hasta un total de 3.300 millones, lo que supuso un 64% más. Casi todo este incremento correspondió a la operación reforzada que se aplica ante el temor de nuevos apagones y que se traduce en “un uso más intensivo de la programación por restricciones técnicas”, con centrales de gas, que son más caras. Los datos de REE apuntan a un coste de 422 millones por las medidas antiapagón entre mayo y octubre.

El análisis de Nera se ha elaborado estimando un escenario comparativo sin operación reforzada, utilizando datos públicos diarios de los dos años previos al apagón y variables como la demanda, la producción fotovoltaica y los precios del mercado diario, del gas natural y de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Según la consultora, los mayores costes de las restricciones técnicas están asociados a la fotovoltaica (por la necesidad de control de tensión y las congestiones) y a los precios del gas (porque la mayoría de las centrales programadas por restricciones son ciclos combinados). En 2025 la producción de electricidad con gas alcanzó 38.800 GWh frente a 29.100 GWh del año anterior.

En medio de la confusión generada tras el apagón, sin



Beatriz Corredor, presidenta de Redeia, matriz de REE. ALBERT GARCIA

una conclusión clara y unánime, sí hay consenso en que el inédito *blackout* ibérico lo provocaron sobretensiones en las redes. Esto ha llevado al operador del sistema a programar abundante potencia síncrona (esencialmente, los citados ciclos, pero también hidráulica y nuclear) para un mejor control.

### Sobrecostes

El coste derivado de la operación reforzada ha impactado un 19% en el precio final de la electricidad, lo que “ha afectado la competitividad industrial”, opinan fuentes empresariales. Todos los clientes que adquieren la energía a precios indexados al mercado mayorista (*pool*) han visto incrementadas sus facturas, incluidos los industriales y los consumidores vulnerables acogidos a la tarifa regulada, el PVPC. También las comercializadoras “están asumiendo unos sobrecostes inesperados e inasumibles”, critican las mismas fuentes. Teniendo en cuenta que en España hay unos 30 millones de puntos de suministro, los 3.300 millones de euros del coste de

las restricciones técnicas se tradujo en unos 110 euros al año para un usuario con una potencia contratada de 3 kW. De esa cantidad, unos 33 euros anuales correspondieron a la operación reforzada.

Según fuentes del sector eléctrico, “estamos ante una actuación operativa no declarada, opaca, costosa y con claros efectos regresivos para la industria y la transición energética”. Los costes de los servicios de ajuste (necesarios para garantizar la seguridad de suministro) ya se habían incrementado exponencialmente desde 2019, pasando de 1 euro/MWh en 2019 a 9 euros/MWh en 2024. Estos servicios de ajuste incluyen los llamados servicios de balance, cuyo coste se ha mantenido en los últimos años, y las restricciones técnicas, que se han disparado. En 2025, la operación reforzada de estos servicios ha supuesto una media de unos 14 euros/MWh, con picos de hasta 25 euros/MWh, según datos del sector.

Empresas de distinto tamaño consideran que la política conservadora de REE impacta no solo en los pre-

cios del mercado, sino también sobre las energías verdes, por el mayor uso del gas para estabilizar la red, lo que las desplaza en el mercado mayorista. Además, provoca vertidos de renovables, más emisiones de CO<sub>2</sub> e inseguridad para los inversores.

### Normativa sí o no

Las mismas fuentes recuerdan que solo hay cuatro modos operativos, según el Procedimiento de Operación (PO) 1.1: el normal, el de alerta, el de emergencia y de reposición. Pero la modalidad de operación reforzada no existe, “no ha sido declarada formalmente ni se han publicado sus criterios técnicos ni de duración, y existen versiones contradictorias”, indican. En otras palabras, no existe un procedimiento específico que evite la total discrecionalidad de REE. Esta cambió el modo de operar después del apagón sin ningún cambio legal: por ejemplo, si ante una situación dada de demanda o producción renovable antes programaba una sola central de ciclo combinado, tras el apagón empezó a programar tres, sin ningún cambio normativo.

REE, filial del grupo Redeia, que preside Beatriz Corredor, considera que su operación está amparada en el Reglamento europeo 2017/1485, que establece que “cuando proceda y si el mantenimiento de la seguridad de la operación lo justifique, cada TSO [operador del sistema y transportista] podrá preparar y activar medidas correctoras adicionales”, señala un portavoz. Y apela al PO 3.2 sobre restricciones técnicas, que permite modificar los programas de energía, “en cualquier circunstancia o ante incidencias por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro, según el criterio técnico del operador”.

Y justifica su actuación, tanto en base al reglamen-

to europeo como al PO 3.2, teniendo en cuenta “las circunstancias detectadas en el incidente de 28 de abril (oscilaciones forzadas, incumplimientos del servicio de control de tensión, desconexiones indebidas en la red de distribución [que gestionan las grandes compañías eléctricas: Endesa, Iberdrola o Naturgy])”. A ello se añade, según el operador, “el desconocimiento de si los propietarios de instalaciones han adoptado medidas que impidan que estas circunstancias [el apagón] se repitan en el futuro”, así como a la falta de desarrollo normativo de las medidas que ha propuesto a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), a la que informa puntualmente, así como al Ministerio de Transición Ecológica.

Precisamente, las compañías eléctricas solicitan al organismo regulador (cuya directora de Energía, Rocío Prieto, ha respaldado públicamente la estrategia de REE) “una urgente supervisión que permita publicar informes mensuales y definir una metodología clara para cuantificar el sobrecoste asociado a la operación reforzada y los criterios y condiciones de aplicación para poder determinar su fin”. Y es que en el sector consideran “imprescindible evitar la perpetuación de esta medida excepcional, para garantizar la transición energética”.

En cualquier caso, un nuevo procedimiento para regular las medidas de refuerzo del sistema lo elaboraría la propia REE, siempre con el visto bueno de la CNMC. La solución solo llegará, según los analistas de Nera, cuando las renovables puedan contribuir al control de tensión de forma masiva y se desarrollen las redes para dar entrada a nueva demanda y almacenamiento. Algo que no se espera a corto plazo.

**El coste derivado de la iniciativa impacta un 19% en el precio de la electricidad**

**Hay consenso en que el ‘blackout’ lo provocaron sobretensiones en las redes**