



La electricidad ya sufre el cierre de Ormuz

El Tema de la semana

Red Eléctrica suaviza la operación reforzada para contener los precios

El operador responsabiliza a los productores del incremento de costes

Rubén Esteller MADRID.

Red Eléctrica ha comenzado a suavizar las condiciones de operación reforzada aplicadas al sistema eléctrico tras el apagón del 28 de abril de 2025, en un contexto marcado por el fuerte aumento de los costes necesarios para garantizar la seguridad de suministro, controlar la tensión y equilibrar en tiempo real la generación y la demanda.

Los datos disponibles muestran una moderación progresiva del coste de los servicios de operación desde el máximo alcanzado durante la segunda quincena de mayo. Entonces, el sobrecoste soportado por los consumidores llegó a 22,75 euros por MWh, un 14% más que en la quincena precedente. Desde ese nivel, descendió hasta 18,63 euros por MWh en la primera mitad de junio y hasta 15,60 euros en la segunda, antes de repuntar ligeramente a 16,62 euros por MWh entre el 1 y el 15 de julio.

La caída desde el pico de mayo alcanza así aproximadamente el 27%, lo que apunta a una relajación de las medidas extraordinarias desplegadas por el operador. No obstante, los costes permanecen en niveles elevados y se han convertido en uno de los principales componentes de la factura eléctrica.

Entre enero y el 15 de julio, los servicios de operación acumularon un coste estimado de 2.940 millones de euros, un 36% más que en el mismo periodo del año anterior. El sobrecoste medio acumulado se situó en 21,97 euros por MWh, una cifra que el Observatorio del Coste de los Servicios de Operación considera similar al coste de las redes eléctricas.

La progresión refleja la magnitud del incremento. El coste acumulado alcanzaba aproximadamente 1.880 millones al terminar abril, subió hasta 2.300 millones al cierre de mayo y llegó a 2.680 millones al finalizar junio. En apenas quince días de julio se añadieron alrededor de otros 200 millones.

La incidencia sobre el precio final también se ha reducido por la combinación de dos factores: la bajada de los servicios de operación y el encarecimiento del mercado mayorista. En la segunda mitad de mayo, estos servicios suponían el 30% de un precio conjunto de 75,92 euros por MWh. Durante la primera quincena de julio representaron aproximadamente el 15% de un precio total de 107,75 euros, después de que el mercado diario alcanzara una media de 91 euros por MWh.

La reducción también se observa en la factura de los distintos consumidores. En el momento de mayor tensión, durante la segunda quincena de mayo, el impacto estimado ascendía al 15% para un consumidor doméstico acogido al PVPC, al 17% para una pyme y al 38% para una industria electrointensiva. En la primera mitad de julio, esos porcentajes habían descendido al 8%, al 10% y al 19%, respectivamente.

Contener las restricciones

La moderación coincide con el despliegue de medidas por parte de Red Eléctrica para reducir el volumen y el coste de las restricciones técnicas, uno de los principales instrumentos utilizados por el operador para resolver problemas de congestión, tensión o seguridad del sistema.

Estas restricciones se han encarecido de forma estructural durante los últimos años. Su coste pasó de 724 millones de euros en 2021

Los servicios de operación han acumulado ya un coste de 2.940 millones

a 1.104 millones en 2022, 1.751 millones en 2023, 2.057 millones en 2024 y 3.347 millones en 2025. Red Eléctrica precisa, sin embargo, que la operación reforzada representó únicamente una parte menor del coste total de las restricciones técnicas durante el pasado ejercicio.

Esta precisión resulta relevante porque los servicios de operación abarcan diferentes mecanismos y no todo su incremento puede atribuirse directamente a la operación reforzada. Esta última consiste en aplicar criterios de seguridad más exigentes, con una mayor programación de generación gestionable y síncrona para controlar la tensión y mantener la estabilidad del sistema.

El operador sostiene, además, que no determina el precio pagado por la energía movilizada. Red Eléctrica selecciona las medidas necesarias para garantizar la seguridad, pero la remuneración depende de las ofertas realizadas por los generadores mediante un sistema de pago por oferta aceptada.

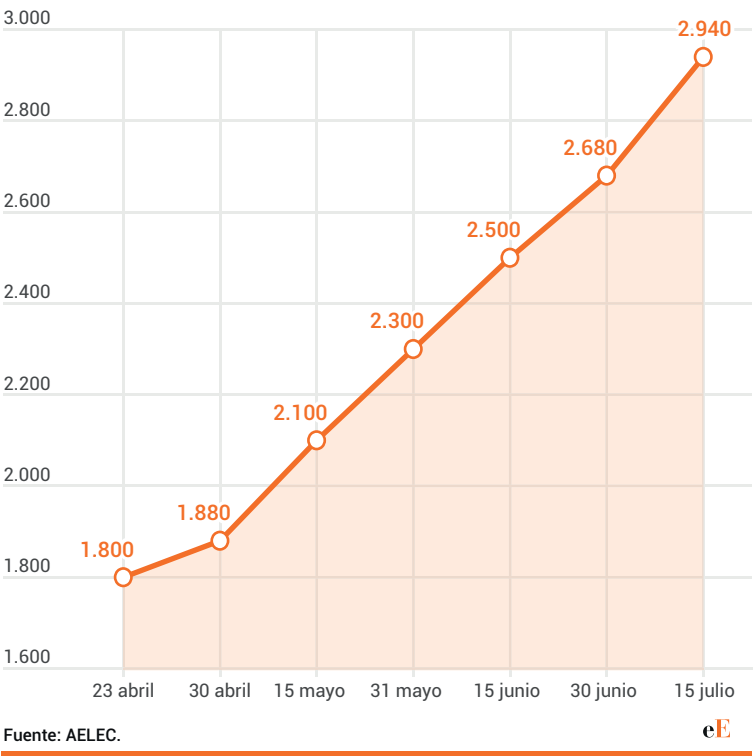
En 2025, el volumen de energía programado mediante restricciones técnicas aumentó un 47%, mientras que el coste creció un 63%. La energía fue ofertada a una media de

Los costes de la operación reforzada

Evolución de los servicios de operación

Servicios de operación (€/MWh)	17,78	19,92	22,75	18,63	15,6	16,62
	16-30 abril	1-15 mayo	16-31 mayo	1-15 junio	16-30 junio	1-15 julio
Var. frente al periodo anterior (%)	-	12%	14,2%	-18,1%	-16,3%	6,50%
Coste del mercado diario (€/MWh)	54,58	55,28	53,24	51,09	85,65	91
Precio conjunto (€/MWh)	72,38	75,08	75,92	69,8	101,2	107,75
Peso sobre el precio conjunto (%)	25%	27%	30%	27%	15%	15%

Coste acumulado aproximado en 2026, en millones de euros



165 euros por MWh, frente a los 65,26 euros del mercado diario. Es decir, el precio de las restricciones fue 2,5 veces superior al del mercado mayorista.

Red Eléctrica plantea por ello cambios regulatorios que permitan reducir tanto la cantidad de energía movilizada como los precios ofertados por los participantes. La compañía considera necesario introducir incentivos para que los generadores presenten ofertas más competitivas y evitar que el coste de estas actuaciones siga trasladándose íntegramente a hogares y empresas.

Más equipos de red y renovables para controlar la tensión

Entre las medidas técnicas figura el despliegue del sistema digital SRAP, diseñado para reducir las restricciones provocadas por sobrecargas o por la indisponibilidad inesperada de elementos de la red. El operador también prevé mejorar la monitorización de la capacidad de transporte e incorporar nuevos equipos para controlar la tensión y amortiguar posibles oscilaciones.

Según sus cálculos, las actuaciones incluidas en la planificación eléctrica podrían reducir aproximadamente un 15% el coste de las restricciones técnicas, además de facilitar la integración de más generación renovable.

Otra pieza fundamental será la aplicación del nuevo Procedimiento de Operación 7.4, que permite a las instalaciones renovables participar en el control de tensión mediante consignas del operador. Actualmente existen 26 GW habilitados para prestar este servicio, de los que 11 GW corresponden a renovables, cogeneración y residuos.

Pese a este avance, solo el 17% de las plantas de generación existentes en España ha solicitado y obtenido la autorización necesaria. Red Eléctrica reclama acelerar el proceso después de que la nueva versión del procedimiento, aprobada en junio, elevara la remuneración del servicio.

La compañía considera que ampliar la participación de las renovables permitirá disponer de más recursos para controlar la tensión sin necesidad de programar de forma preventiva centrales convencionales más costosas. La medida podría ayudar a reducir tanto el uso de la operación reforzada como el coste final de las restricciones.

El operador recuerda, además, que el sistema peninsular ha incorporado 39 GW renovables desde 2021 y que durante 2025 consiguió integrar el 96,6% de la producción renovable programada. Esta transformación ha abaratado el mercado eléctrico, pero también ha in-

El 13% de los cuartos de hora negociados en el semestre tuvo precios negativos

troducido nuevas necesidades de control de tensión, estabilidad y flexibilidad.

Precios negativos

De hecho, los precios negativos han dejado de ser un fenómeno excepcional en el mercado eléctrico. Entre enero y junio de 2026, el mercado diario registró 2.285 periodos cuarto-horarios con cotizaciones inferiores a cero, según los datos presentados por OMIE ante el Comité de Agentes de Mercado. A estos se sumaron otros 1.070 periodos con un precio exactamente igual a cero.

Las cifras implican que más del 13% de los cuartos de hora negociados durante el primer semestre cerraron con precios negativos. Si se añaden los periodos a cero, cerca de uno de cada cinco intervalos del mercado diario tuvo una cotización nula o inferior a cero.

El fenómeno responde al rápido crecimiento de la generación fotovoltaica, que concentra su producción en las horas centrales del día. Cuando la demanda no es suficiente para absorber toda la electricidad disponible y las interconexiones tampoco permiten exportar el excedente, algunos productores pagan para vender su energía.