



Portugal aprueba que el 40% de los costes del escudo antiapagón se pague en los peajes de la luz

Dejará de ser un coste variable y volátil y se convierte en regulado, tal como reclaman también las empresas comercializadoras en España

CARMEN MONFORTE
MADRID

La Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos de Portugal (ERSE) aprobó el pasado 14 de octubre un cambio normativo, según el cual, un 40% de los costes de los servicios de ajuste del sistema eléctrico (que incluyen lo que en España se llama operación reforzada que se aplica desde el apagón que sufrió la Península el 28 de abril de 2025) serán sufragados en los peajes de acceso a las redes, o parte fija de la factura de la luz. De esta manera, tal como reclaman las comercializadoras en España, dicho coste, que ahora se liquida en el precio de la energía, pasa a convertirse en regulado en Portugal (en el citado porcentaje).

Según indica en un comunicado, tras la perceptiva consulta pública, ERSE (homóloga a la CNMC española), ha aprobado “una modificación del marco regulatorio (...) con el objetivo de contener el importe y la volatilidad de estos costes del sistema”. Se trata de costes que gravan el consumo de electricidad y que “se derivan de la actividad de gestión técnica del sistema en condiciones de seguridad y fiabilidad”, que desarrolla Red Eléctrica Nacional (REN), que, al igual que Red Eléctrica de España (REE), desempeña las funciones de operador del sistema y transportista en alta tensión.

Con esta iniciativa, ERSE pretende dar una respuesta regulatoria “al crecimiento y la volatilidad de estos costes”, en particular, a la resolución de restricciones técnicas en los programas del mercado diario, así como “proteger a las comercializadoras y a los consumidores finales de electricidad frente a la imprevisibilidad de los costes en este segmento del mercado eléctrico a muy corto plazo”, señala.

El nuevo coste regulado incluirá los asociados

a los servicios de ajuste y operación del sistema y, en particular, a la resolución de restricciones técnicas del mercado diario y tiempo real. Estos costes se repercuten en la actualidad a los comercializadores, que los trasladan al cliente dentro del precio de energía o explícitamente mediante fórmulas de indexación. En el caso del precio voluntario del pequeño consumidor (PVPC) español, al que están acogidos algo más de ocho millones de usuarios, estos costes se recogen directamente en el término de energía, pero en el caso de los clientes en el mercado libre, hasta 22 millones, con contratos a plazo, las comercializadoras solo pueden endosarlo cuando se renuevan dichos contratos, pero al tratarse de costes volátiles vienen denunciando que no logran cubrir el riesgo, lo que afecta a su financiación.

Desde que REE comenzó a aplicar la operación reforzada (que consiste esencialmente en programar de forma masiva centrales de ciclo combinado de gas, que, estando arrancadas, garantizan el control dinámico de tensión del sistema, pero cuyo precio es el más caro de todas las energías) ha alcanzado casi los 4.000 millones de euros entre enero y septiembre de este año, frente a los 724 millones en 2021 y los 1.100 millones en 2022.

Por delante de España
Con su decisión de regular estos costes y trasladarlos parcialmente y de manera gradual a las tarifas o peajes de acceso a las redes, el organismo portugués se ha adelantado a España: en lo que queda de este año se trasladarán un 25% de lo mismos a los peajes y a partir de 2027, el 40%. Por tanto, una parte del coste que hasta ahora soportaban directamente las comercializadoras vía mercado y sin posibilidad de cobertura de precio pasa a recupe-



Tendido eléctrico a las afueras de Sevilla.
PACO PUENTES

Actualmente, el cliente asume estos costes vía precio o indexación

La operación reforzada de REE suma casi 4.000 millones hasta septiembre

rarse como tarifa regulada de acceso, reduciendo esa parte de la exposición del comercializador a la volatilidad de estos servicios. Precisamente, ERSE justifica la reforma en el fuerte incremento y volatilidad de estos costes, que sufren especialmente las ofertas a precio fijo del mercado libre.

Por otro lado, tras la audiencia pública lanzada este verano por ERSE, su propuesta inicial se ha ampliado. Esta se limitaba a las restricciones técnicas vinculadas al mercado diario, pero finalmente se amplía la base al conjunto de restricciones técnicas del sistema, incluidas las que se producen en tiempo real y a otros servicios de ajuste.

Pero la reforma de ERSE es más sofisticada

y va más allá de regular parte del coste de operación, pues para el 60% del que no se trasladan a peajes, propone el desarrollo de un nuevo producto de cobertura a plazo negociado a través del operador del mercado, OMIP. Se trata de crear un mercado de contratación a plazo que permita a los comercializadores fijar o limitar anticipadamente el coste de los servicios de ajuste para protegerse frente a futuras subidas o volatilidad de precios. Según fuentes del sector, el precio de esta cobertura se trasladaría a los consumidores como una prima de riesgo.

Asimismo, ERSE plantea reducir las tarifas de acceso de la red de gas por la que circula el combusti-

ble destinado a los ciclos combinados para generar electricidad, “cuando sean movilizados para resolver restricciones técnicas por parte del operador, buscando que ese menor coste se traslade a sus ofertas en los servicios de sistema y beneficie al usuario”, señala ERSE. De esta manera, se pretende evitar que, cuando un ciclo combinado arranque para resolver una necesidad técnica del sistema eléctrico, el coste adicional derivado de contratar capacidad de gas a muy corto plazo encarezca artificialmente su oferta en el servicio de restricciones técnicas.

Gas
Esto se prevé resolver aplicando un peaje de gas sin el multiplicador de corto plazo y se compensaría posteriormente al sistema gasístico por la menor recaudación. Y es que los contratos de peajes de los gasoductos a largo plazo son más baratos que los de corto o variables que requieren las centrales cuando entran por restricciones. Sea como fuere, esta es una propuesta del regulador portugués que aún requiere desarrollo reglamentario.

Para las comercializadoras españolas, que han reclamado sin éxito medidas similares al Gobierno y la CNMC, “la reforma portuguesa abre así un cambio de modelo”, indican fuentes del sector. Las mismas consideran que “la decisión resulta especialmente relevante en un momento en el que el coste de los servicios necesarios para operar el sistema eléctrico ha ganado protagonismo”. A medida que cambia el mix de generación, con abundancia de renovables, y aumenta la necesidad de gestionar en tiempo real el equilibrio del sistema, “la discusión ya no se limita a cuánto cuestan estos servicios, sino también a quién debe asumir su volatilidad y mediante qué mecanismo deben trasladarse al consumidor”, añaden.