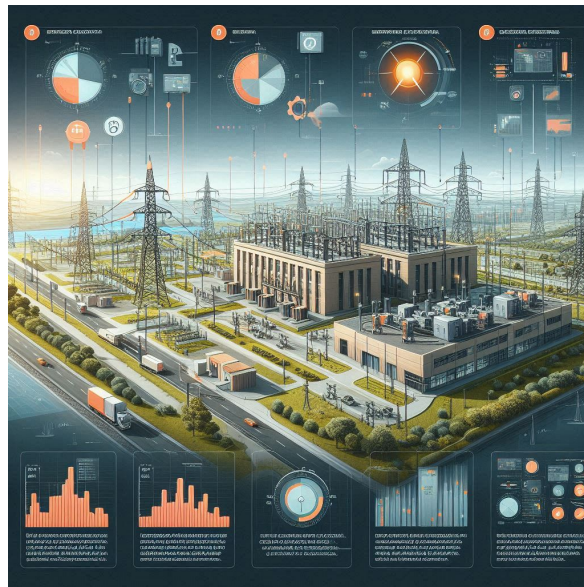


'Operación Reforzada' y restricciones técnicas: de mecanismo operativo a vector estructural

- Lo que inicialmente se planteó como una respuesta a una situación excepcional está configurando un nuevo paradigma operativo en el mercado eléctrico.



'Operación Reforzada' y restricciones técnicas: de mecanismo operativo a vector estructural

<https://elperiodicodelaenergia.com/operacion-reforzada-y-restricciones-tecnicas-de-mecanismo-operativo-a-ve...>

Esther Martínez Arroyo

Miércoles, 25 marzo 2026

Desde el apagón del 28 de abril de 2025, el debate sectorial sobre las *restricciones técnicas* ha adquirido una dimensión distinta: ya no se trata únicamente de un mecanismo operativo imprescindible para garantizar la viabilidad técnica del sistema, sino de un componente de coste con relevancia para consumidores y comercializadoras.

En paralelo, la denominada *Operación Reforzada* ha intensificado el recurso a tecnologías síncronas y gestionables, elevando la exposición del sistema a sobrecostes fuera del mercado diario a través de un incremento muy significativo de la energía requerida en el mercado de restricciones técnicas, especialmente para aportar control de tensión. En 2026, esta realidad se ha acentuado: el coste de las restricciones técnicas ya supera los 1.000 M€ en lo que va de año, confirmando que el fenómeno ha ganado peso económico respecto a 2025.

En los últimos años, el incremento sostenido de la capacidad renovable no ha venido acompañado de un crecimiento proporcional de la demanda. Esta combinación ha reducido el espacio de tecnologías síncronas en la casación del mercado diario, pese a que siguen siendo determinantes para aportar firmeza, inercia y prestaciones técnicas necesarias para operar con seguridad, especialmente en situaciones de baja demanda y alta producción renovable.

En este contexto, las restricciones técnicas constituyen el instrumento que utiliza el Operador del Sistema para corregir el resultado del mercado diario cuando la casación, aun siendo

económicamente eficiente, no garantiza la seguridad, estabilidad y fiabilidad del suministro.

La foto más reciente enfatiza el desajuste: en los dos últimos años han entrado 45 TWh adicionales de generación, mientras la demanda solo ha crecido 9 TWh; resultado: 805 horas a precio cero/negativo en 2025 y centenares ya en 2026, y una necesidad mayor de intervención operativa. Este desequilibrio también se materializa en vertidos: en 2025 se vertieron 6.918 GWh de energía solar, y en apenas los primeros meses de 2026 ya se acumulan más de 1.600 GWh, síntoma de cuellos de red, limitaciones de control de tensión y falta de flexibilidad.

La Operación Reforzada

Tras el apagón del 28 de abril de 2025, se ha constatado un refuerzo en la aplicación de criterios de seguridad más exigentes orientados a anticipar contingencias, dando lugar a la Operación Reforzada. En la práctica, este modo operativo se ha asociado a una mayor utilización de recursos gestionables, en particular ciclos combinados, condicionado por las necesidades operativas del sistema. Este mayor protagonismo no se limita al volumen total programado. En el ámbito específico de la resolución de restricciones al mercado diario, los ciclos combinados incrementaron su producción en un 140% en diciembre de 2025 respecto al mismo mes del año anterior, consolidándose como la principal tecnología utilizada para aportar generación síncrona en los redespachos.

Entre mayo y diciembre de 2025, la generación programada de ciclos combinados aumentó de 20.580 GWh (mayo–diciembre 2024) a 28.675 GWh, es decir, +8.095 GWh (+39%), volumen equivalente aproximadamente al consumo eléctrico de unos 4 millones de hogares durante ese mismo periodo (bajo el supuesto de 3.000 kWh/año por hogar). Este incremento está directamente asociado al mayor volumen de energía gestionada a través del mecanismo de resolución de restricciones técnicas, donde el ciclo combinado se ha consolidado como la tecnología predominante para cubrir dichas necesidades operativas.

En el contexto posterior al apagón y bajo la Operación Reforzada, caracterizado por mayores requerimientos de seguridad y una mayor activación de recursos gestionables, se ha incrementado la necesidad de redespachos y de aportación síncrona, traducándose en que el coste mensual total medio de restricciones técnicas se incrementó en aproximadamente 115 M€, lo que equivale a un aumento del 55% en un año.

En términos unitarios, el coste unitario medio de los servicios de ajuste se situó en 14,20 €/MWh en diciembre de 2025, aproximadamente un 18% del precio medio del mercado mayorista de ese mes, evidenciando el peso creciente de estos mecanismos en el precio final. En paralelo, el coste unitario medio de las restricciones técnicas alcanzó 11,50 €/MWh en diciembre de 2025, frente a 4,10 €/MWh en diciembre de 2024, lo que supone un incremento interanual de 7,40 €/MWh.

A escala agregada, diversas estimaciones sitúan el coste total de las restricciones técnicas en 2025 entre 3.300 M€ (+64% interanual) y 3.770 M€ (+49%), mientras que el sobrecoste ligado a la Operación Reforzada (mayo–enero) algunas fuentes lo han estimado hasta en 1.100 M€; en 2026, el acumulado del año ya supera 1.000 M€.

Un nuevo modelo

Lo que inicialmente se planteó como una respuesta a una situación excepcional está configurando un nuevo paradigma operativo en el mercado eléctrico.

El sistema eléctrico español avanza hacia una mayor penetración renovable, pero esa transición exige reforzar simultáneamente la resiliencia, la robustez y la estabilidad del sistema. El refuerzo operativo activado tras el apagón pone de manifiesto que la seguridad de suministro tiene un coste creciente en entornos altamente descarbonizados si no se acompaña de reformas estructurales.

En este contexto, se hace necesaria una evolución del modelo que permita mejorar la eficiencia y sostenibilidad económica del sistema. Las medidas recogidas en el Real Decreto 997/2025, orientadas a reforzar la resiliencia tras la crisis eléctrica, apuntan precisamente en esa dirección. En enero de 2026, la CNMC integró en los Procedimientos de Operación (PO 3.1, 3.2 y 7.2) medidas para estabilizar la tensión, consolidando un marco operativo estable; además, la extensión del PO 7.4 permitirá incorporar renovables al control de tensión a lo largo de 2026, con potencial de contención de costes.

En definitiva, las restricciones técnicas seguirán siendo imprescindibles en un sistema con elevada penetración de renovables no gestionables, precisamente por su papel en la garantía de seguridad y continuidad del suministro. Sin embargo, la Operación Reforzada ha amplificado su relevancia económica y ha evidenciado una necesidad clara: aportar transparencia sobre los criterios y la duración de su aplicación, y definir un marco estable para el tratamiento de sus costes, de forma que el sistema preserve su resiliencia sin trasladar incertidumbre estructural al consumidor y sin erosionar la viabilidad de los agentes del mercado.

Esther Martínez Arroyo es directora de Energía en la división de Consultoría de PwC.