

**LA GESTIÓN DE LAS REDES EL SISTEMA ELÉCTRICO: LA GARANTÍA FRENTE A NUEVOS APAGONES
ANTE EL CAMBIO EN LA COMPOSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

D. Fernando Rodríguez Puertas, decano del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Cantabria

D. Mateu Oliver Monserrat, decano del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Baleares

A comienzos de año, concretamente en el mes de marzo, desde el Consejo emitimos un análisis técnico sobre el impacto del cierre de la central nuclear de Almaraz y sus consecuencias energéticas, ambientales y económicas. Vistas las últimas noticias políticas y legislativas, nos reafirmamos en las conclusiones técnicas del mismo.

Entre dicho informe y el presente, ha tenido lugar el evento eléctrico más grave de nuestra historia: el apagón masivo ocurrido el 28 de abril de 2025 a las 12:23 h. A día de hoy, todavía no hay una conclusión oficial sobre las causas que, por primera vez en nuestro sistema eléctrico, desembocó en una caída a cero de la tensión en todas las redes eléctricas de transporte y distribución de nuestro país.

Por prudencia elemental no pretende este informe ser una guía de las posibles causas, pero sí intentará centrar la atención sobre algunos elementos del sistema que, por la evolución de nuestro sistema eléctrico, quizá necesitan también su propia evolución. Este análisis se realizará en torno a la evolución del sistema eléctrico en los últimos años y en lo implementado por REE como operador del sistema inmediatamente tras el apagón.

1.- Evolución de la capacidad de generación y del consumo eléctrico de 2004 a 2024.

En números redondos, **la capacidad instalada de generación** ha pasado en este tiempo de 70.000 a 129.000 MW, lo que supone un **aumento del 81%** en la capacidad de generación.

Esta evolución, a ojos de un desconocedor del sistema eléctrico, pero con una visión racional de los procesos, le podría llevar a deducir que ese incremento tan significativo ha sido motivado por una combinación del incremento de la actividad económica del país y del incremento de la población (casi un 15% en el mismo periodo) que, en conjunto, tendrían que haber supuesto un incremento significativo del consumo eléctrico equivalente, o proporcional, al incremento de la capacidad productiva; sin embargo esto no ha sido así. En el mismo periodo temporal **el**

crecimiento del consumo de energía eléctrica sólo ha **aumentado apenas un 7%**, pasando de 232.000 a 249.000 GWh.

En línea con el leve aumento de consumo, conviene traer a colación evolución de **la demanda máxima del pico** (la potencia simultánea de generación necesaria en el momento de máxima demanda) de ambos años: de 39.000 MW en 2004 y de 40.500 MW en 2024, esto es, un **aumento de apenas el 4%**.

2.- Evolución del margen de reserva de 2004 a 2024.

El análisis cruzado de los datos de capacidad instalada y de demanda de pico máximo en dichos años, nos lleva a la conclusión de que el **margen de reserva** (la relación potencia instalada/pico máximo de demanda) indica que hemos pasado de 1,79 en 2004 a 3,18 en 2024 (un +78%). El ya de por sí importantísimo incremento de este factor debería llamar la atención teniendo en cuenta, recordemos, el exiguo incremento de consumo en el mismo periodo (apenas un 7%).

Dicho de una manera simple, **tenemos casi un 80 % más de capacidad de producción hoy que hace 20 años para prácticamente la misma demanda**. Estos datos nos llevan a concluir que, en cuanto a la **capacidad de cubrir la demanda presente y futura** de nuevos suministros, el problema claramente no está ni estará en la capacidad de producción y, por lo tanto, tampoco lo estuvo tras el apagón de abril.

3.- Evolución del peso de los sistemas de generación convencionales frente a las tecnologías eólica y fotovoltaica.

Es sabido que los sistemas de generación eléctricos se dividen entre **generación convencional** (nucleares, hidráulica y ciclos combinados) y **generación renovable no convencional** (solar y eólica, principalmente). Los primeros tienen en común que sus sistemas de generación de energía eléctrica son, independientemente de la tecnología de que se trate, exactamente el mismo: hacer girar un generador de corriente alterna. Los segundos, emplean otros sistemas.

La evolución comentada anteriormente **en cuanto a potencia instalada** entre los años 2004 y 2024, no sólo trajo consigo una gran variación cuantitativa, si no que el cambio fue, esencialmente, cualitativo. Si la **generación convencional** representó en **2004** un **86 %** sobre el total existente, en **2024** su participación se redujo al **47%**. Evidentemente esta disminución en peso relativo de la generación convencional (que, no obstante, se mantuvo prácticamente igual en cuanto a potencia

disponible), ha conllevado una cada vez mayor y paulatina penetración **de las energías renovables no convencionales** en la operación diaria del sistema, penetración que, a tenor de las propias memorias anuales de REE, seguían aumentando año tras año.

4.- Evolución de la tensión del sistema.

El **nivel de tensión eléctrica** de las redes indica cuán “fuerte” puede circular la electricidad por las redes. Cuando las tensiones son demasiado bajas, los equipos pueden fallar; cuando son demasiado altas, **aumenta el riesgo de desconexiones** y averías graves.

Las **tensiones en la red eléctrica española** se han deteriorado progresivamente, con valores cada vez más altos en momentos de baja demanda y elevada generación renovable. De forma paralela a la penetración paulatina de los **sistemas de generación de energías renovables no convencionales** comentado en los puntos anteriores, en España, las tensiones del sistema eléctrico también han ido aumentando año tras año. Ante esta realidad, la solución de **Red Eléctrica de España (REE)** fue considerar “normal” hasta **435 kilovoltios (kV)**, cuando el estándar europeo es **420 kV**. En la práctica, **esto significa** elevar el umbral de normalidad **en lugar de reducir las tensiones**.

En Europa, las centrales eléctricas están protegidas para desconectarse automáticamente si la tensión supera los **440 kV**, lo que deja un margen operativo de **20 kV** (de 420 kV a 440kV). En cambio, en España, el margen sería de **solo 5 kV**, un rango tan pequeño (similar al error de medida) que **cualquier desviación puede provocar desconexiones masivas**.

Esta situación, lejos de ser un fenómeno puntual, **pone en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico y exige una respuesta estructural, coordinada y alineada con los estándares europeos**.

5.- Cómo se controla la tensión: la energía activa y la energía reactiva

El **control de tensión** es una de las funciones más importantes de cualquier sistema eléctrico. Depende del equilibrio entre dos tipos de energía:

- La **energía activa**, que es la electricidad “útil” que consumimos en casa o en las fábricas.
- La **energía reactiva**, que no se consume, pero que es necesaria para mantener la tensión estable en las redes y hacer funcionar los motores, transformadores o inversores.

Si falta **energía reactiva**, la **tensión baja**; si sobra, la **tensión sube**. Por eso, **mantener la tensión dentro de límites seguros requiere ajustar constantemente la cantidad de energía reactiva** que circula.

Esa labor, desde el punto de vista de control, es responsabilidad exclusiva de REE, que tiene una visión completa de todo el sistema eléctrico y decide qué debe hacer cada central en cada momento. Tras los resultados pertinentes de acción de control, REE, a través de los **Procedimiento de Operación** (normativa que se aplica a los generadores para participar en el sistema), ordena a cada generador acciones concretas de operación que tiene su reflejo inmediato en la tensión y, por lo tanto, la estabilización o no del sistema.

El hasta hace poco vigente **Procedimiento de Operación 7.4 del año 2000 (PO 7.4) de REE** establecía **desde hace más de 20 años** cómo deben participar los generadores en el control de tensión. Este **procedimiento distinguía** entre **generación convencional** (nucleares, hidráulica y ciclos combinados) y **generación renovable no convencional** (solar y eólica, principalmente) en cuanto a la forma de operar dichas centrales:

- A las centrales convencionales se les exigía que la tensión de nudo al que se conectan se mantuviese en un rango (no está preparadas para responder ante variaciones bruscas u oscilaciones de tensión, pero pueden regular la energía activa y reactiva de forma independiente)
- Las plantas renovables aportan una cantidad de energía reactiva proporcional a la activa, pero no pueden regularlas independientemente.

No podemos olvidar que este procedimiento y, por tanto, la forma de operar las centrales, fue concebido en el año 2000 en el cual había un predominio del 86% de centrales convencionales; dicho de otra manera, la forma en la que se hacía operar a las centrales (hasta el día mismo del apagón) provenía de un escenario en el que, de alguna manera, el control de la tensión (desde el punto de vista de la operación de las centrales) **se confiaba casi en exclusiva al poder de regulación de las centrales convencionales**, siendo las centrales renovables no convencionales, prácticamente, unos meros observadores.

Si la operación de las centrales no era suficiente, REE disponía de sus propios mecanismos para controlar la tensión y estabilizar la red: las ya clásicos **reactancias, compensadores síncronos dinámicos o la desconexión de líneas**, y las más modernas **STATCOM** (compensadores síncronos estáticos mediante electrónica de potencia), sistemas que siempre han resultado suficientes...lo que no se puede ni mucho menos afirmar el día 25 de abril de 2025.

6.- Cambios llevados a cabo por países de nuestro entorno ante el paradigma de la penetración de energías renovables.

Frente a la situación en España, en la que, prácticamente, no se modificó el procedimiento de operación en 20 años y en los que, apenas, se aumentaron los sistemas estáticos y dinámicos de control de tensión, otros países de nuestro entorno han llevado a cabo dos tipos de acciones:

- Por un lado, **han modernizado su esquema de operación hace años** obligando a que **toda la generación —incluidas las renovables no convencionales— participe en el control dinámico de tensión.**
- Por otro, aumentaron sus inversiones en sistemas de control de tensión. En **Italia**, por ejemplo, el operador tiene el doble de STATCOM en potencia (625 MVar) que España y ocho veces más (concretamente, 16 unidades) de **compensadores síncronos** en funcionamiento y continúa ampliando su red.

En comparación con nuestro país, los resultados son claros: **han mantenido tensiones estables y sin incidentes**, incluso aquellos con una alta penetración renovable.

7.- Cambios implementados por REE tras el apagón: la operación reforzada del sistema.

Las acciones que se llevan a cabo tras una contingencia grave en cualquier ámbito suelen ser en general más que suficientes para mitigar o evitar de nuevo lo ocurrido y, por su excepcionalidad, suelen acarrear gastos adicionales a la operación normal y, el apagón, no fue una excepción a esta regla. Tras el 25 de abril y como una medida inmediata, pero teóricamente temporal, para evitar un nuevo apagón, se puso en marcha la denominada “**operación reforzada del sistema**”, que no era más que una **prevalencia técnica forzada** (independiente de los precios ofertados por los generadores) de los **generadores** de tecnologías **convencionales** tales como hidráulica, nuclear y, sobre todo, ciclos combinados ya que, con la configuración actual del sistema, estos últimos son los únicos que pueden garantizar dicha prevalencia de forma continua, lo que ha supuesto una alteración al alza de los precios de la energía eléctrica final. Esta configuración nos puede dar una pista de que estaba intentando evitar REE con esta forma de actuación: básicamente, que prevalecieran los sistemas de **generación convencional** dado que por sus características técnicas y, sobre todo, por el mencionado anteriormente **Procedimiento de Operación 7.4 del año 2000 (PO 7.4)**, se estaba volviendo de facto (de forma forzada) a una operación como si nos encontrásemos en una situación similar a la del año 2004 que se sabía que sí era segura.

Adicionalmente a la **“operación reforzada del sistema”**, y como contraposición a esta planificación llevada a cabo en Italia, España, a día de hoy, todavía tiene solo 300 MVar de STATCOM en funcionamiento, frente a los 950 totales previstos en la planificación de años anteriores, y sólo recientemente, en julio de este año, el Gobierno dio luz verde a la instalación de 10 nuevos **compensadores síncronos dinámicos**, que se unirán a los exiguos 8 existentes noticia que no deja de ser muy relevante, máxime teniendo en cuenta, que tras el gran apagón de 28 de abril de 2025, fuentes oficiales quitaban relevancia a la importancia de la sincronía de red en la materialización del mismo

8.- El nuevo PO 7.4 de junio de 2025: un paso adelante, pero aún insuficiente

El nuevo P.O. 7.4 es un avance, pero su implantación será **lenta y parcial**:

- Durante los próximos meses solo funcionará la prestación básica.
- El control dinámico por consigna (siguiendo instrucciones en tiempo real de REE) completo se aplicará más adelante, cuando los fabricantes de las instalaciones completen sus procesos de adaptación y homologación.

En la práctica, el sistema **seguirá funcionando como hasta ahora durante buena parte de 2026**, mientras que el resto de Europa lleva casi una década operando con control dinámico.

9.- Qué ocurrió el 28 de abril... y por qué sigue ocurriendo

El **28 de abril de 2025** fue un día con mucha producción renovable, especialmente fotovoltaica y baja demanda. En esta situación, las líneas de transporte van relativamente vacías y la red de transporte provoca que suba la tensión. Esto ya venía siendo advertido por REE y la CNMC desde hace 10 años¹.

El sistema tuvo dos oscilaciones a las 12 y 12:15, ante las cuales REE realizó maniobras para estabilizar las oscilaciones (cierre de líneas y desconexión de reactancias). Estas maniobras provocaron un aumento de tensión y agotaron la capacidad que tenía REE para controlar la tensión con sus propios medios.

¹ Informe CNMC sobre planificación RdT 2020-2025

El sistema sufrió un **fallo generalizado del control de tensión** dado que no tenía recursos adicionales para controlar la tensión:

- La generación convencional programada era **insuficiente** para proporcionar capacidad adicional de control de tensión, algo que estas tecnologías poseen de forma intrínseca por su forma de generar mediante generadores rotativos síncronos y que abunda cuando la generación es fundamentalmente convencional.
- La generación renovable **no podía participar activamente** en el control por limitaciones regulatorias, dado que estas tecnologías no poseen dicha capacidad de forma nativa, salvo que los sistemas de generación se complementen (es decir, se haya invertido y se instalen) con las herramientas de control comentadas al principio de este artículo.
- Las variaciones rápidas de producción eólica y solar **afectaron directamente a la tensión**, provocando desconexiones en cascada.

Salvo confirmación en sentido contrario, parece que el día del apagón las **empresas implicadas cumplieron plenamente** con las prestaciones que requiere la normativa vigente, algo que ya ha sido acreditado a la **CNMC**, Pero solo con las centrales que habían sido previamente programadas por REE, que ~~eran~~ los hechos posteriores demostraron ser claramente insuficientes.

A pesar de la operación reforzada, REE ha seguido identificando problemas en el control de tensión en los meses después del apagón, principalmente cuando se dan las condiciones que los propician (elevada participación de renovables, baja demanda, cambios rápidos en la programación por motivos de mercado, etc.).

Concretamente, los días 25, 26 y 28 de septiembre se produjeron variaciones bruscas de tensión y, a raíz de ellos, REE informó a la CNMC de que estos días debían ser analizados puesto que interpretaba que ciertos ciclos combinados y algunas centrales nucleares no habrían cumplido la normativa vigente en materia de control de tensión.

Por tanto, desde la CNMC se realizó un requerimiento de información relativo a la prestación del servicio de control de tensión de estas centrales, en el que las compañías de generación propietarias de las centrales, de nuevo, ratificaron su cumplimiento.

Todo parece indicar que estas oscilaciones tienen que ver con las limitaciones del actual control de tensiones y, en particular, con la obligación que tienen las renovables de funcionar con factor de potencia constante. Ello conlleva que, si en un momento determinado se conecta simultáneamente una elevada cantidad de potencia fotovoltaica, la tensión oscila a la baja debido

del incremento simultáneo de absorción de reactiva por parte de estos generadores. En los escenarios de oscilaciones de tensión del pasado 25 de septiembre a las 13:00, las oscilaciones a la baja de tensión coinciden en el tiempo con la conexión simultánea de 1.164 MW de fotovoltaica.

Para limitar este efecto, REE ha comenzado a limitar la velocidad de cambio (las denominadas “**rampas**”) de las renovables para mitigar las oscilaciones, pero estas medidas sólo **ralentizan la transición energética y aumenta los costes del sistema, por lo que son medidas que no pueden perdurar en el tiempo.**

De forma paralela, REE propuso una serie de modificaciones en el P.O. 7.4 que, según el análisis de los generadores, **no resolvía el problema técnico de fondo y se cuestiona su viabilidad técnica.** Aparentemente la nueva formulación **sólo habría servido para mostrar más incumplimientos aparentes**, sin mejorar el control del sistema.

10.- Qué propone REE y qué no funciona

REE ha propuesto una serie de modificaciones sobre el PO 7.4 que consiste en exigir una nueva forma de operación a las centrales convencionales, pero esta medida **no resuelve el problema de fondo, sencillamente porque es técnicamente imposible.** Por resumirlo de forma rápida, se exige a las centrales convencionales una serie de prestaciones, en forma de **nuevas respuestas instantáneas** para unos equipos que, a pesar de llevar décadas funcionando de forma segura, precisa y eficiente sin problema alguno, simplemente no están diseñados y nunca se concibieron para trabajar de tal manera. La **CNMC no ha aprobado** esta propuesta.

En vez de pedir lo **prácticamente imposible** a los **generadores convencionales**, REE obvia lo sencillo: **asumir que la clave** está en incorporar a las **renovables** al control dinámico de tensión e implantar el nuevo servicio de control de tensión basado en seguimiento de consignas en tiempo real, como hacen países de nuestro entorno, y en **reforzar la red** con equipos de compensación que estabilicen las tensiones.

11.- Las soluciones que propone el sector

El sector (todo él, no solo unos de los generadores según su tecnología) defiende una solución **estructural, realista y alineada con Europa**, basada en tres pilares:

1. Control dinámico de tensión en todas las tecnologías

- Implantar el control de tensión dinámico, con seguimiento de consignas en tiempo real, en **todas** las tecnologías como prevé el nuevo PO 7.4.
- Aunque evidentemente será necesario acometer nuevas inversiones en caso de nuevos equipos, en muchos otros, no requiere inversión adicional: tan solo habilitar las funciones ya disponibles en, por ejemplo, los inversores existentes.

2. Inversión en red y tecnología

- Instalación urgente de reactancias **y STATCOM** en los puntos críticos de la red, como ya hacen países de nuestro entorno como Italia.

3. Normas técnicas coherentes y coordinación institucional

- Mantener los límites europeos de **420 kV**.
- Reforzar la colaboración entre **REE, CNMC, MITERD, distribuidores y generadores**.

12.- Limitación de la demanda.

El pasado 11 de noviembre, **REE anunció la puesta en marcha del denominado Servicio de respuesta Activa de la Demanda (SRAD)** que, no es más, que lo que durante muchos años fue conocido como “interrumpibilidad”, esto es, el sistema que a cambio de una modificación a la baja en la tarifa eléctrica de un gran consumidor, dicho consumidor se compromete a que su suministro pueda ser interrumpido previo aviso en un plazo muy breve. **La diferencia fundamental** con el servicio vigente, **es que se duplica la potencia interrumpible** (pasa de 1.148 a 2.339 W) reduciendo, eso sí, las horas de interrupción de servicio.

Este cambio se ha justificado como respuesta a las conclusiones preliminares del informe de **ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad)** emitido a resultas del apagón de 25 de abril, en el que, entre otras conclusiones, destacó la necesidad de contar con “más recursos de respuesta inmediata para amortiguar perturbaciones súbitas”.

En un escenario en el que, tal y como se ha indicado, en el plazo de 20 años la **capacidad instalada de producción** ha aumentado un 81 % y el consumo solo ha aumentado un 7%, es difícilmente

entendible que se duplique la capacidad de interrumpir el suministro a los usuarios, lo que nos lleva, una vez más, a que la forma de operación del sistema quizá no sea la óptima.

13.- Conclusiones

No existe un problema alguno desde el punto de vista de capacidad de generación, pues si en los últimos 20 años esta ha aumentado en un 81 % (y, no olvidemos, nueva capacidad proveniente en exclusiva de inversiones del sector privado), el consumo solo ha aumentado un 7%. Durante este tiempo **lo que sí ha cambiado es el peso de las centrales de generación de EE.RR** no convencionales en el sistema, pasando de un 14% a un 53% en el mismo periodo...y en cambio el modo de operación se mantuvo inmutable.

Otros países europeos —como Italia— han demostrado que hay una **solución** para el nuevo escenario **que sí funciona**: basta con permitir (¿obligar?) que las renovables participen activamente en el control de tensión y dotar al sistema de los equipos necesarios. Ello, evidentemente, supondrá un coste adicional a los ya existentes en nuestro sistema eléctrico, pero es la única manera de transitar de un sistema con prevalencia de generación convencional a uno con prevalencia de renovable no convencional. La penetración renovable no convencional, con el sistema actual, ya hemos comprobado que tiene sus **(peligrosos)** límites. Hay que elegir **ya**.

España dispone de la tecnología, la experiencia y los medios para hacerlo. Lo que hace falta ahora es **voluntad de aplicarlo y coordinación institucional** para garantizar una red eléctrica **segura, estable y plenamente compatible con la transición energética**.

*Parte del contenido de este informe ha sido elaborado a partir de información incluida en documentos publicados por **aeléc – Asociación de Empresas de Energía Eléctrica**, cuyo análisis y datos han servido como base para contextualizar la evolución del sistema eléctrico y los retos asociados a su gestión.*