

Análisis de los acontecimientos que condujeron al cero eléctrico del 28 de abril de 2025

Compass Lexecon e INESC TEC

Compass Lexecon: Antón García, Albert Riera, Alberto Martín

INESCTEC: João Peças Lopes, Francisco Fernandes, Rui Sousa

Junio de 2025

El análisis de Compass Lexecon e INESC-TEC

- Este análisis es un trabajo conjunto de:



Consultora económica multinacional con una trayectoria dilatada en regulación y análisis de mercados eléctricos



Instituto de investigación y desarrollo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Oporto, con más de 30 años de experiencia en análisis y simulación de sistemas eléctricos

- El análisis descansa sobre las siguientes fuentes de información:
 - » Información proporcionada por los asociados de AELEC, en su calidad de distribuidores y generadores, englobando aproximadamente el 45% de la capacidad instalada y el 78% de las redes de distribución.
 - » Información divulgada por Red Eléctrica de España (“REE”) y el “Comité de Análisis” creado por el Gobierno de España.⁽¹⁾
 - » Transcripciones de conversaciones entre los centros de control de los asociados de AELEC y REE.
 - » Resultados de simulaciones con modelos propietarios de INESC TEC.
- Para realizar un análisis más exhaustivo se requiere información adicional que solo está en manos de REE.
- Las conclusiones de este documento son preliminares, dado que existen cuestiones que siguen en proceso de análisis.



(1) Comité de Análisis de Circunstancias que concurrieron en la Crisis de Electricidad del 28 de abril de 2025

La visión de los hechos del Comité de Análisis y REE es distinta

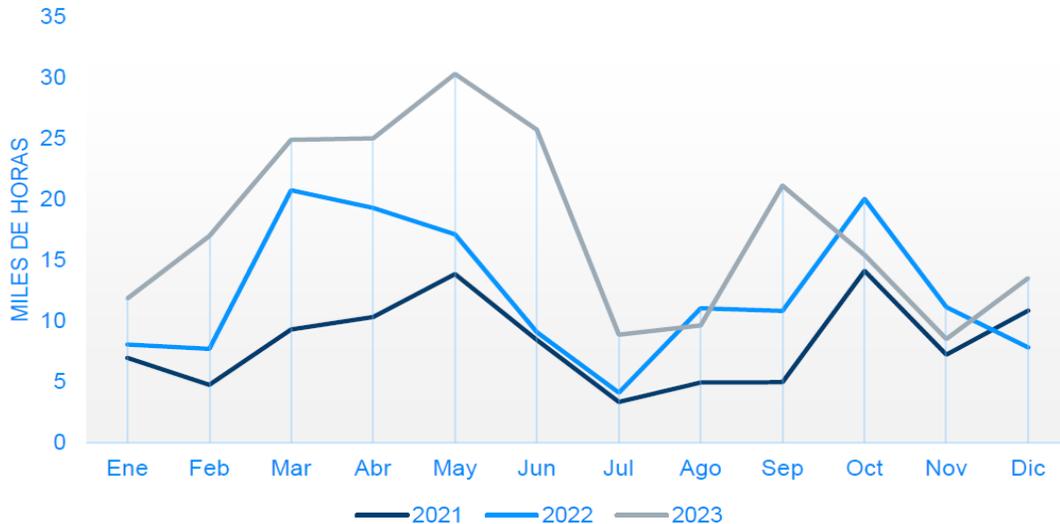
	Sobretensión en años anteriores	Fluctuaciones de tensión en días previos	Programa de D-1	Fluctuaciones de tensión entre 10:00-12:00	Maniobras para amortiguar oscilaciones	Control de tensión de generación convencional	Motivo del disparo de las primeras plantas	Operación en días posteriores
	1	2	3	4	5	6	7	8
	No se analiza	Se produjeron fluctuaciones relevantes	Menor número de grupos térmicos acoplados del año	Se produjeron fluctuaciones relevantes	El cambio de interconexión a modo fijo agravó la situación	No cumplió normativa	Circulo vicioso de sobretensión y algunos disparos incorrectos	No se analiza
	No se analiza	No se analiza	Fue adecuado	La situación era estable	El cambio de interconexión a modo fijo NO agravó la situación	No cumplió normativa	Disparos incorrectos	No se analiza
	Han aumentado en los últimos años	Se produjeron fluctuaciones relevantes	La menor capacidad de control tensión en el año y más escasa en el sur	Se produjeron fluctuaciones relevantes	Pendiente de análisis	No existía suficiente generación convencional para controlar tensión	Parecen poco probables fallos simultáneos sin una causa sistémica	Disminución de fluctuaciones

Nuestras conclusiones coinciden en gran medida con las del Comité de Análisis

 Diferencias con el análisis de Compass Lexecon e INESC TEC

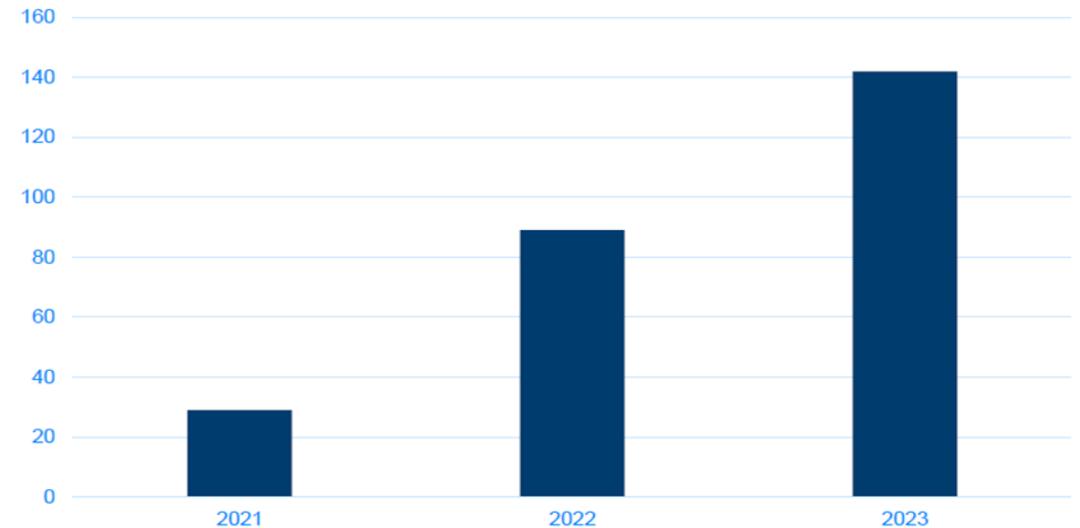
En los últimos años han aumentado los episodios de sobretensión en la red de transporte

Número de horas con tensión superior a la normal en los nodos de la red de transporte



Fuente: REE

Número de desconexiones por sobretensión en los emplazamientos de generación y demanda



Fuente: REE

REE (2023): “En la actualidad REE no dispone de herramientas suficientes para evitar que las tensiones en la red de transporte (RdT) alcancen valores muy elevados, llegando en ocasiones a superar los rangos admisibles establecidos en la normativa”⁽¹⁾

Los días 16, 22 y 24 de abril se produjeron episodios relevantes de sobretensión en la red de transporte

Tensión medida en las plantas de Ascó (Cataluña) y As Pontes (Galicia) el 22/04/2024



El Comité de Análisis identifica los motivos de estas sobretensiones

- 1 Baja generación convencional acoplada
- 2 Gradientes pronunciados de generación solar
- 3 Cambios bruscos en los flujos de interconexión

Los eventos del 22 de abril sugieren que el control de tensión fue insuficiente en algunas zonas, y que esta situación no se corrigió el 28 de abril

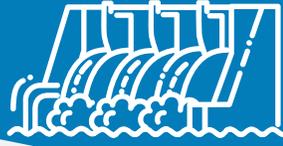
REE es el responsable de controlar la tensión en la red de transporte y dispone de varias herramientas para ello

D - 1 / Horas previas



Aumentar la generación térmica convencional (e.g. CCGTs) a través de Restricciones Técnicas

REE tiene la capacidad de programar la generación convencional necesaria para garantizar la seguridad del sistema.



Aumentar la generación por restricciones en tiempo real

Los ciclos pueden necesitar horas de preaviso, la hidráulica sólo unos minutos

Tiempo real



Equipos específicos de REE para el control de tensión (p.e. reactancias)

Dados los crecientes problemas de tensión, REE ha venido haciendo un mayor uso de estos recursos

REE declaró en enero de 2024 que estos recursos se estaban “agotando”⁽¹⁾

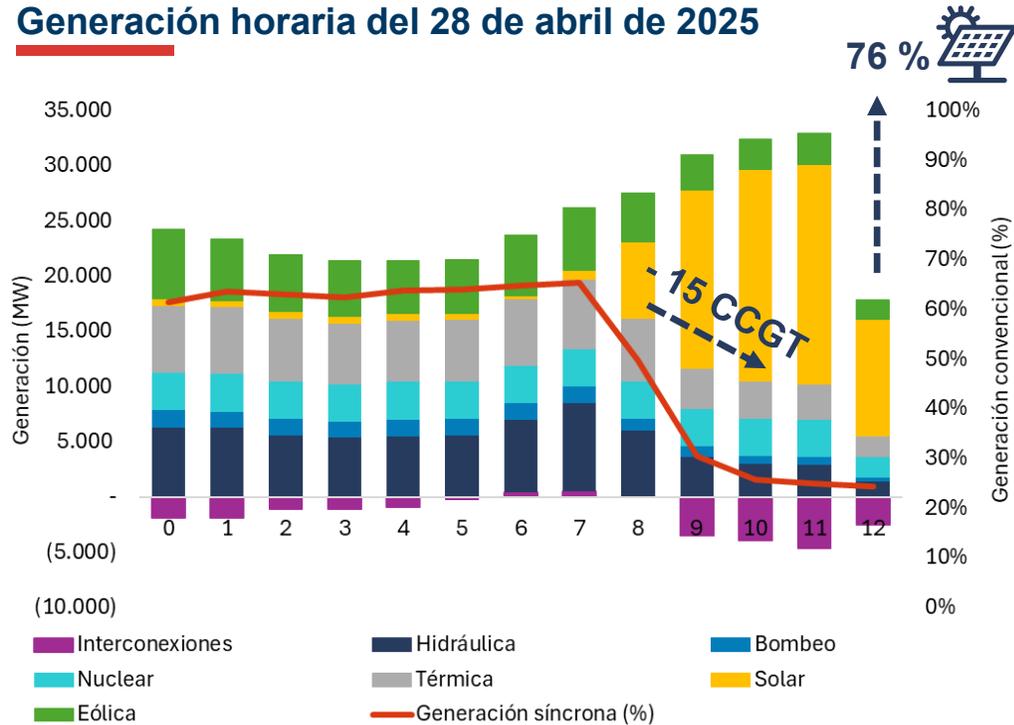


Abrir o cerrar líneas de transporte

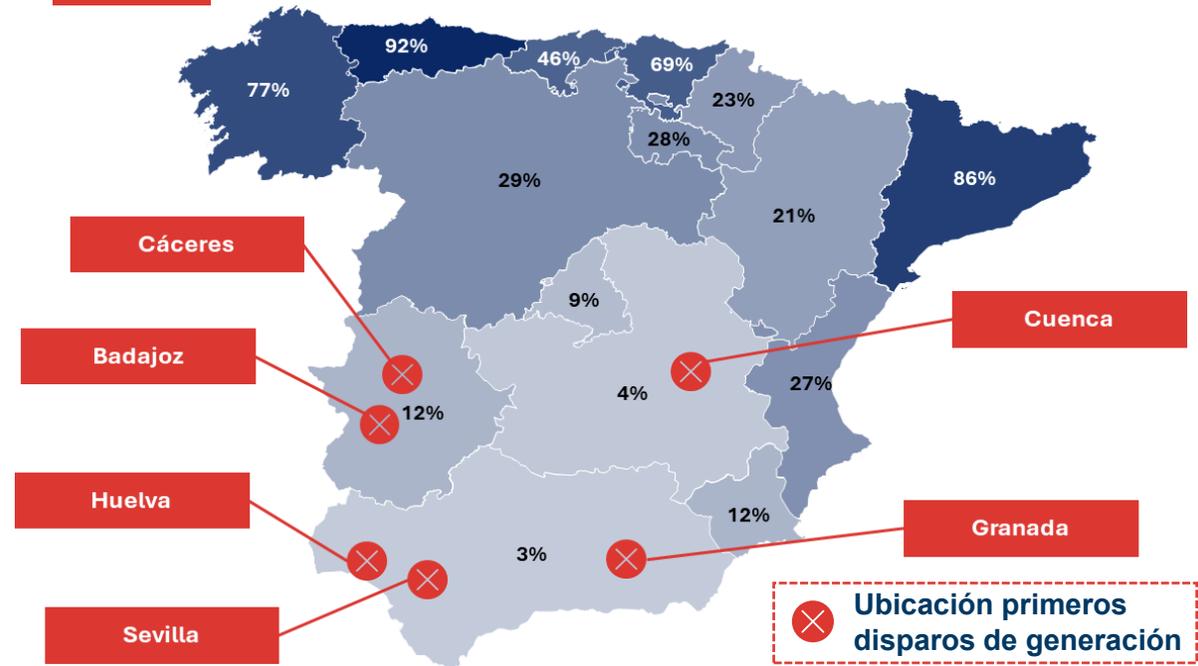
Esto hace más importante la programación de suficiente generación convencional

El número de grupos térmicos acoplados es el más bajo del año, y además estaban concentrados en el norte

Generación horaria del 28 de abril de 2025

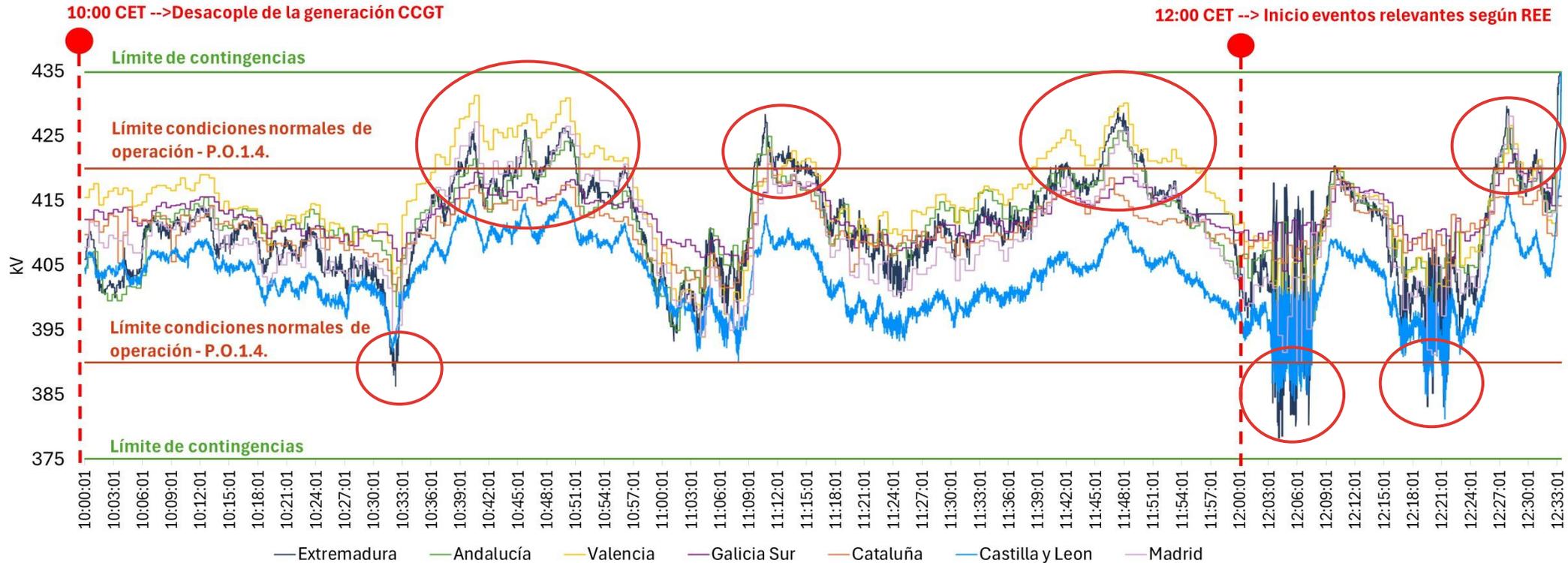


Cuota de generación convencional a las 11:00 CET del 28 de abril, en cada Comunidad Autónoma (%)



La programación comparte similitudes con los días anteriores, donde existieron antecedentes de fluctuaciones de tensión. REE decidió no sustituir un CCGT programado para el 28 en la zona sur que se declaró indisponible la tarde del 27 debido a un incendio

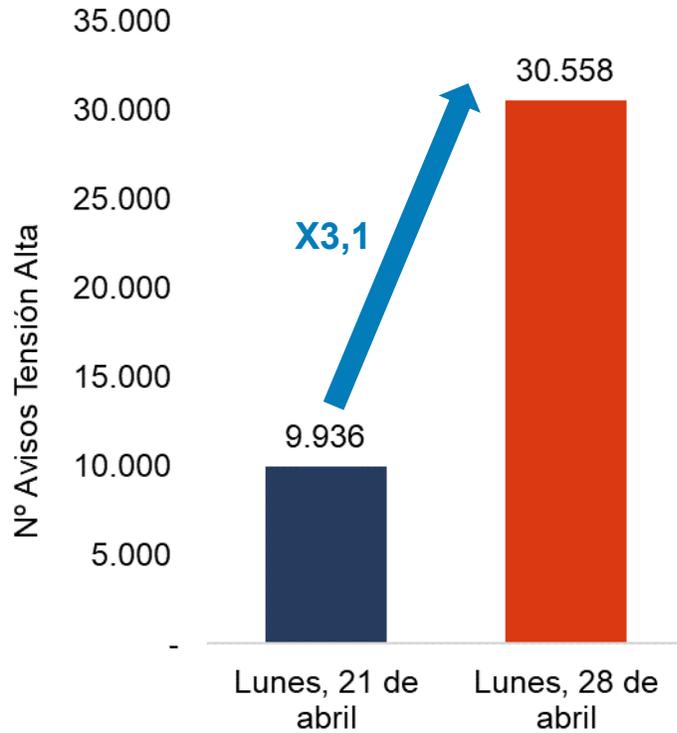
Desde las 10:00, momento en que disminuyen los CCGT acoplados, hay fuertes fluctuaciones de tensión que superan repetidamente los límites de condiciones normales de operación



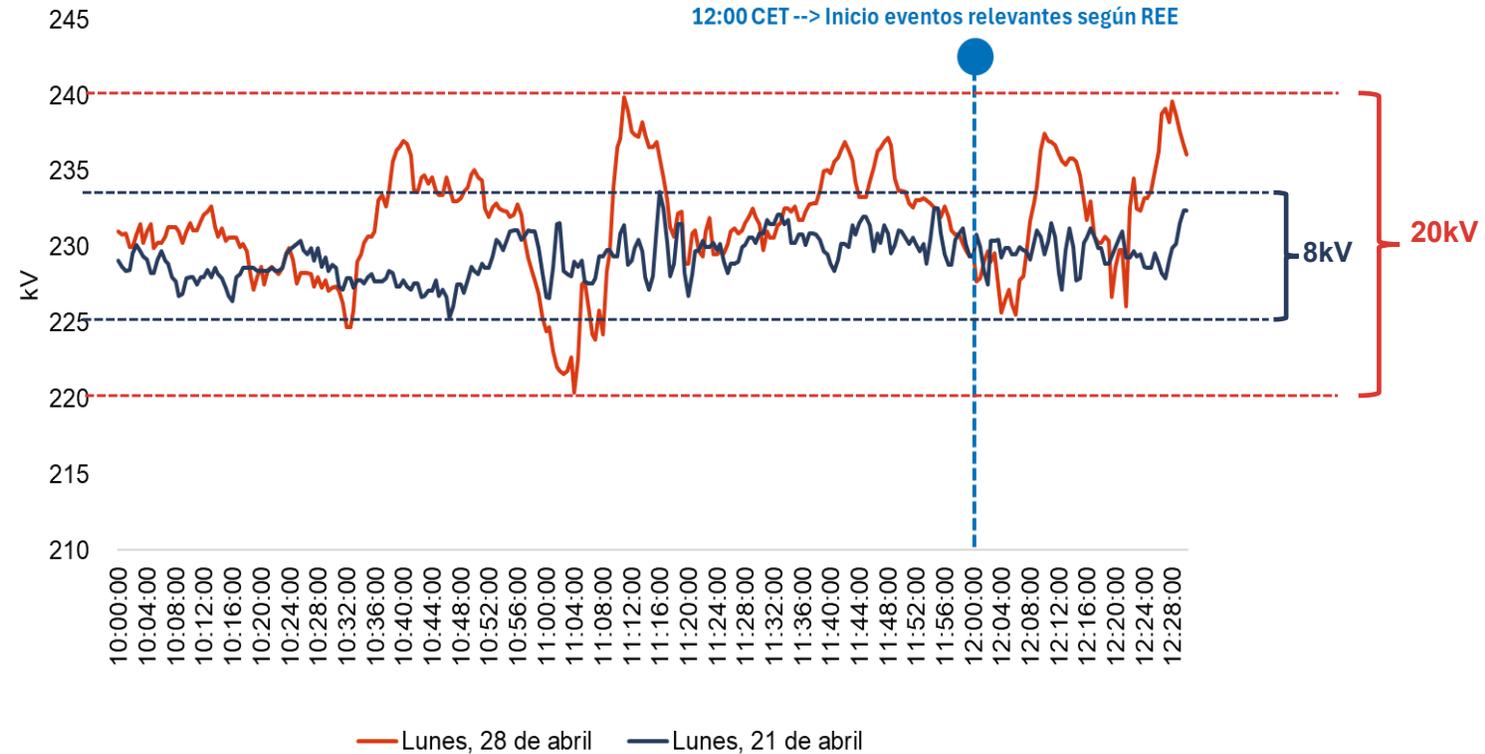
Las conversaciones de los asociados de AELEC con el centro de control de REE evidencian que REE era consciente de las fuertes fluctuaciones de tensión y de la preocupación existente

Las fluctuaciones de tensiones del 28 de abril no fueron normales

Nº Avisos Tensión Alta registrados en los Centros de Control (hasta las 12:00)



Tensiones registradas en puntos frontera de la red de 220 kV (Zaragoza)



Los avisos recibidos por Tensión Alta en los centros de control son más de 3 veces superiores a los observados en otro día comparable

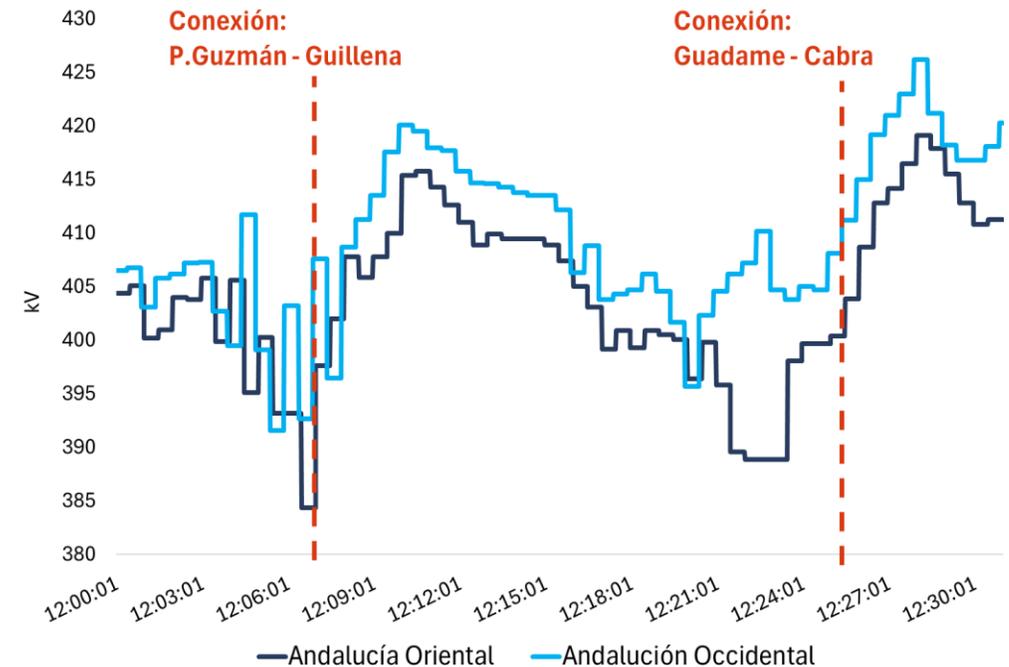
Las maniobras de REE sobre las líneas de transporte debilitaron al sistema

Conexión de líneas realizadas por REE desde las 12:00 CET para el control de oscilaciones

(# días que llevaban desconectadas)



Impacto sobre la tensión de la conexión de líneas en la zona Sur



La conexión de líneas, que llevaban varios días desconectadas, agravó la situación de sobretensión existente minutos antes del apagón

Minutos antes del apagón REE cambia la interconexión con Francia al modo “Potencia DC constante”

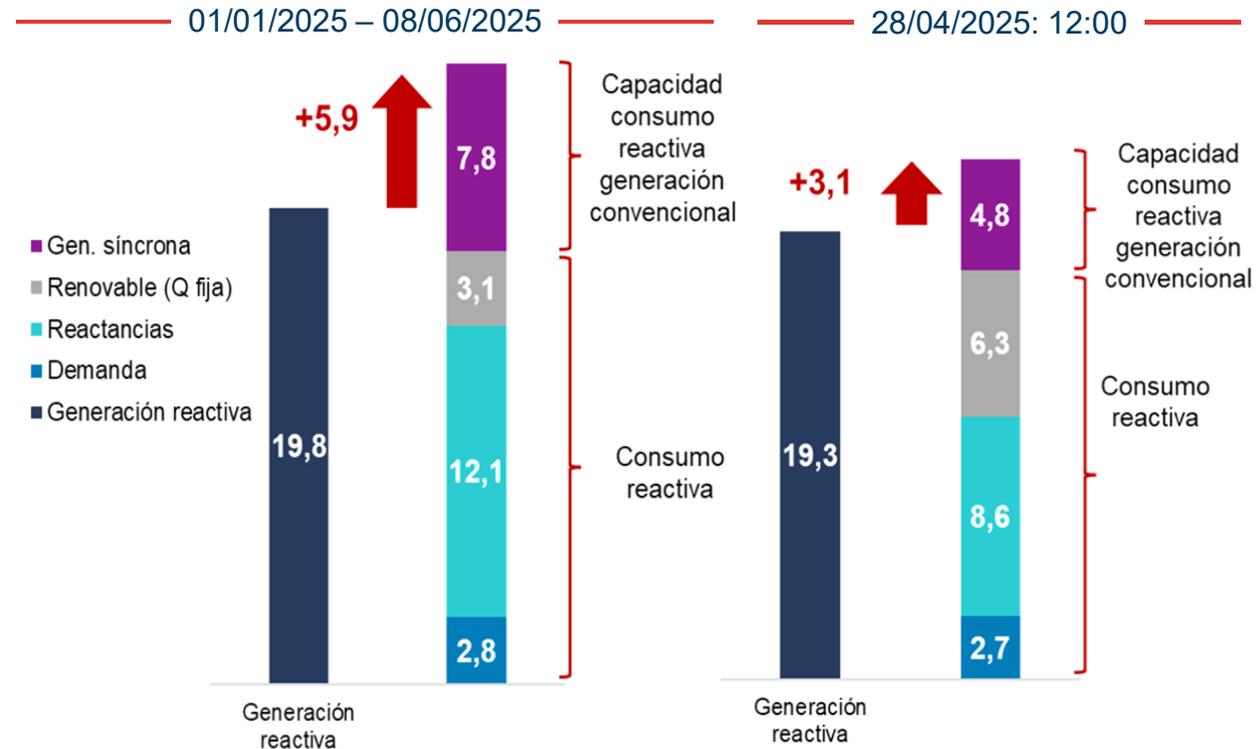


Con la información disponible no es posible determinar cómo afectó este modo de operación en el apagón. Se requiere un análisis para el cual son necesarios datos que solo tiene REE

La generación térmica acoplada era escasa y las maniobras de REE agotaron la capacidad de control de tensiones

- Una estimación preliminar de los asociados de AELEC indica que la capacidad para controlar la tensión la mañana del 28 de abril era muy limitada comparada con la media del año debido a la insuficiente generación térmica acoplada.
- Los socios de AELEC estiman que las maniobras para amortiguar las oscilaciones (cierre de líneas y desconexión de reactancias, descritas por el Comité de Análisis) incrementaron la generación reactiva en más de 3 GVAR, agotando el margen existente. Este desequilibrio era particularmente marcado en la zona sur.
- No obstante, para poder alcanzar unas conclusiones robustas es necesario realizar simulaciones de flujos de carga detalladas. Los datos necesarios están en posesión de REE.

Estimación del saldo de reactiva (GVAR)

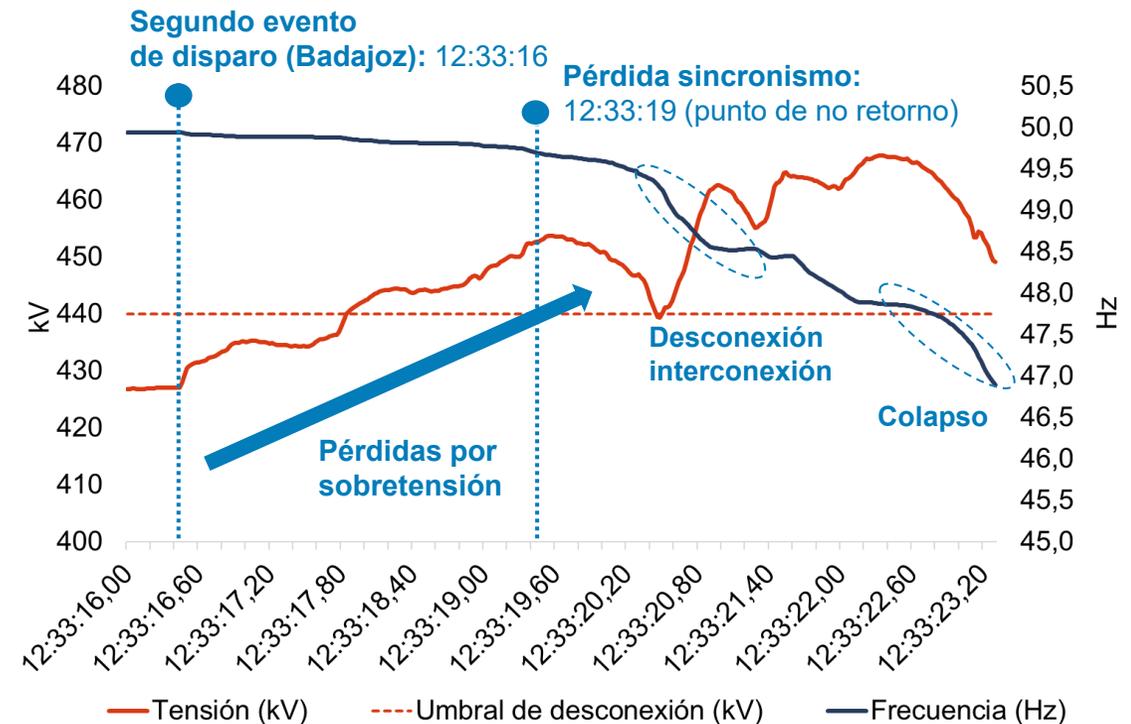


Todo apunta a que la poca generación convencional acoplada, particularmente en el sur, no era suficiente para contener los incrementos de tensión, que se vieron agravados por las maniobras de REE

Las desconexiones iniciales evidencian un problema sistémico de control de tensión

- Los socios AELEC no tienen datos de las primeras subestaciones que se desconectaron según el Informe del Comité de Análisis. Los socios de AELEC nos han informado que sus plantas no tuvieron disparos incorrectos.
- Con el segundo evento de disparo por sobretensión, con una desconexión total de 1.610 MW acumulada, se inicia un círculo vicioso de desconexión/sobretensión.¹
- REE afirma que, en 20 segundos se pierden 2.000 MW de generación renovable y una cantidad sustancial de generación conectada a la red de distribución, de menos de 1 MW, y que gran parte de estas desconexiones se producen por una respuesta incorrecta a situaciones de sobretensión.
- En todo caso, estos 2.000 MW representarían decenas de subestaciones y de plantas renovables, de tecnologías distintas, en puntos geográficos distintos y de multitud de propietarios distintos.

Evolución de la frecuencia y la tensión previo al apagón



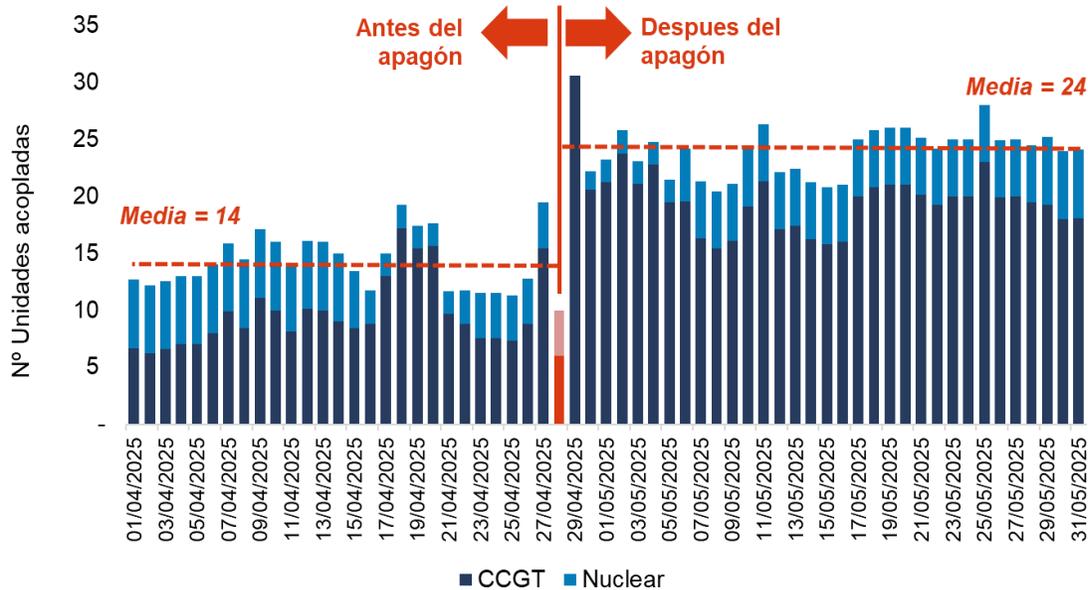
Parece poco probable que todas estas instalaciones tuvieran fallos simultáneos sin una causa sistémica

Fuente: Elaboración propia con estimación de asociados de AELEC.

Nota (1): Según el Informe del Comité de Análisis, se componen de: i) las pérdidas anteriores al Evento 1 (525 MW); ii) las pérdidas del Evento 1 (355 MW) y iii) las pérdidas del Evento 2 (730 MW).

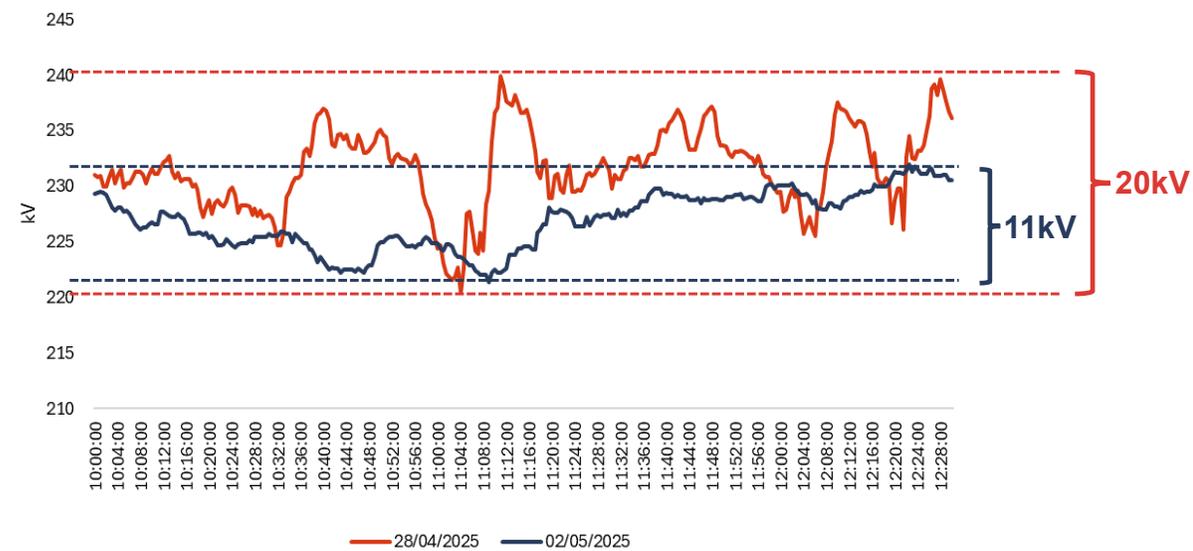
La operación en días posteriores con más generación convencional ha disminuido las fluctuaciones de tensión

CCGT y nucleares acopladas por REE antes y después del apagón en las horas centrales del día (10:00 – 18:00 CET)



Nota: El dato del día 28 hace referencia a los grupos acoplados a las 12:30

Impacto sobre la tensión de la generación convencional acoplada en la red de 220 kV (Zaragoza)



Después del apagón se han venido conectando 10 grupos adicionales, lo que ha disminuido las fluctuaciones de tensión entre un 37% y un 52%

Cuestiones a analizar

1

Acciones tomadas por REE tras los episodios de días anteriores

- ¿Qué acciones llevó a cabo REE para evitar, el 28 de abril, los episodios de sobretensiones de los días anteriores, que ocasionaron la desconexión de puntos de demanda y de generación?

2

Cumplimiento del criterio N-1

- ¿El programa de generación del 28 de abril cumplía con el criterio N-1 establecido en el P.O. 1.1.?
¿Podía ese programa garantizar el control de tensión si se perdía alguna de las únicas dos unidades de generación convencional en la zona sur?

3

Motivo de la no sustitución del CCGT declarado indisponible

- ¿Por qué REE consideró a las 14h del 27 de abril que era necesario acoplar un ciclo combinado en Andalucía Occidental para el 28 de abril, y a las 20h del 27 de abril ya no lo consideró necesario?

4

Situación sistémica y disparo de las plantas

- ¿Es posible que se pierdan en 20 segundos más de 2.000 MW de multitud de instalaciones por disparos erróneos, sin que haya una causa sistémica?

5

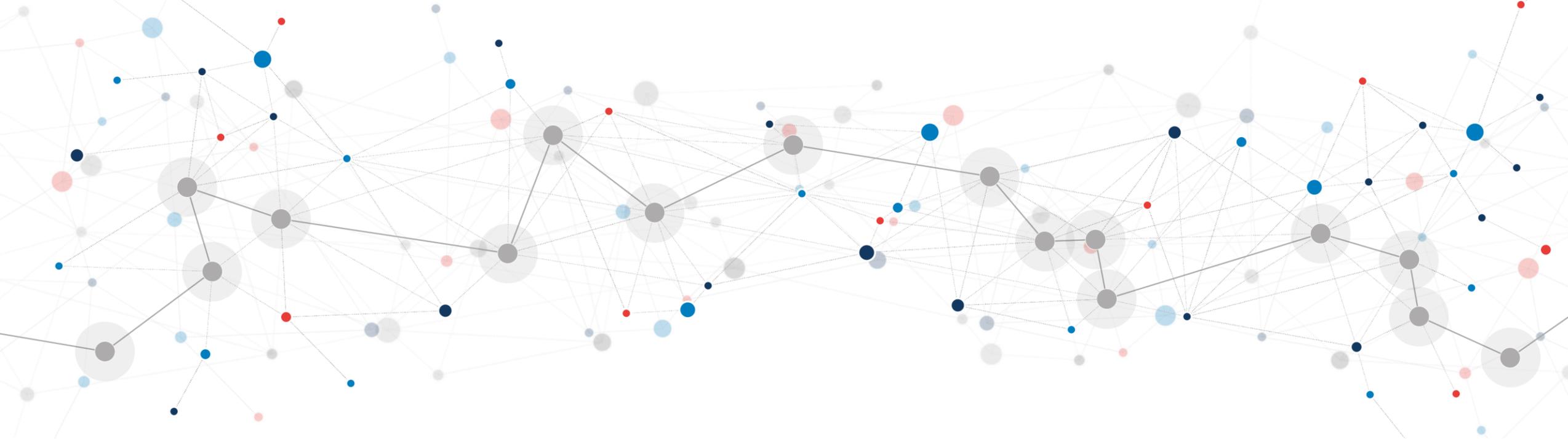
Maniobras de REE minutos antes del apagón

- ¿Por qué en los minutos antes del apagón, para tratar de controlar la tensión REE llamó a producir a CCGTs en lugar de las centrales hidráulicas disponibles en Extremadura, que tienen tiempos de arranque más reducidos?
- Dado el poco margen de capacidad de absorción de energía reactiva del sistema a las 12:00, ¿podía el sistema absorber la energía reactiva adicional que generaron las maniobras de REE (desconexión de reactancias y conexión de líneas)?
- ¿Cuál fue la influencia del modo de operación de la interconexión en el apagón? De haberse cambiado el modo de operación antes, ¿se podría haber retrasado el apagón?

6

Cuestiones a analizar de cara a futuro

- Necesidades de control de tensión y frecuencia en un sistema con un alto grado de penetración de renovables.
- Implicaciones del mercado cuarto-horario sobre la operación del sistema
- Operación de interconexiones en corriente continua (HVDC).



Este informe ha sido elaborado por profesionales de Compass Lexecon e INESC TEC. Las opiniones expresadas en este informe corresponden únicamente a los autores y no representan necesariamente las opiniones de Compass Lexecon e INESC TEC, sus directivas, sus filiales, sus afiliados, sus empleados o clientes.