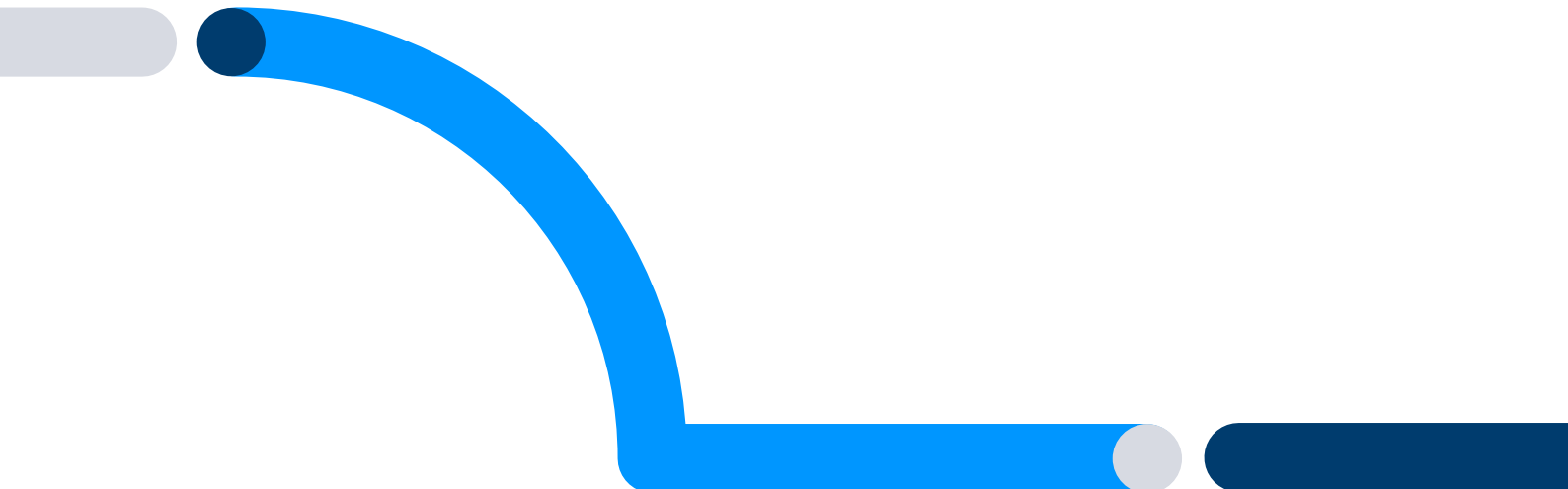




red eléctrica

Una empresa de Redeia

Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025

18/06/2025

Dirección General de Operación
Junio 2025

Índice

1	Objeto.....	1
2	Análisis del incidente	1
2.1	Situación de partida del sistema	1
2.2	Descripción del incidente	3
3	Conclusiones.....	15
4	Recomendaciones.....	18



1 Objeto

El objeto de este informe es recoger una breve explicación de los eventos del incidente ocurrido en el sistema eléctrico peninsular español el 28/04/2025.

El informe ha sido elaborado cumpliendo con lo establecido en el Procedimiento de Operación 9, que señala en el apartado 10.6 que, en caso de incidente de especial relevancia, el Operador del Sistema deberá elaborar un informe escrito una vez que tenga la información definitiva al respecto. Este informe recogerá las medidas a adoptar para evitar que se repita el incidente o para minimizar sus consecuencias en caso de que se repita una situación similar en el futuro, y se remitirá a los agentes afectados, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y a la Administración competente en materia de energía en un plazo de 60 días hábiles desde la ocurrencia del incidente.

2 Análisis del incidente

Tras haber analizado –con la mejor información disponible– todos los aspectos que se consideran relevantes para poder esclarecer el incidente, en este apartado se procede a explicar las principales causas que motivaron que a las 12:33:24 h del día 28 de abril de 2025 se produjera un cero en el sistema eléctrico español.

Normalmente los grandes incidentes suelen desencadenarse por un cortocircuito, una maniobra o un evento en general que fija de forma clara e inequívoca el origen del mismo pero en este caso el origen no ha sido consecuencia de alguna de las causas indicadas anteriormente.

Como se verá en los siguientes apartados, este incidente fue el resultado de la convergencia de múltiples factores que van más allá del N-1 para el que se diseñan y operan los sistemas eléctricos.

2.1 Situación de partida del sistema

Durante la noche del día 28 de abril de 2025 las condiciones de operación eran normales: baja demanda y generación con presencia de todas las tecnologías del mix, salvo la solar fotovoltaica, que se incorpora entre las 7:15 h y las 7:20 h aumentando su producción a lo largo de la mañana.

El perfil de tensión en la Red de Transporte estuvo estable con variaciones de tensión mínimas hasta las 6:00 h coincidiendo con un cambio de programa en la interconexión con Francia. A partir de ese momento, bajan al mismo tiempo que sube la demanda en el país hasta las 9:00 h. En dicho período se producen dos oscilaciones interárea de muy pequeña amplitud en el sistema europeo sin ninguna consecuencia, lo cual entra dentro de la normalidad en un sistema eléctrico del tamaño del europeo.

A continuación, se muestra la evolución de las tensiones en los nudos piloto de la red de transporte entre las 00:00 h y las 09:00 h:

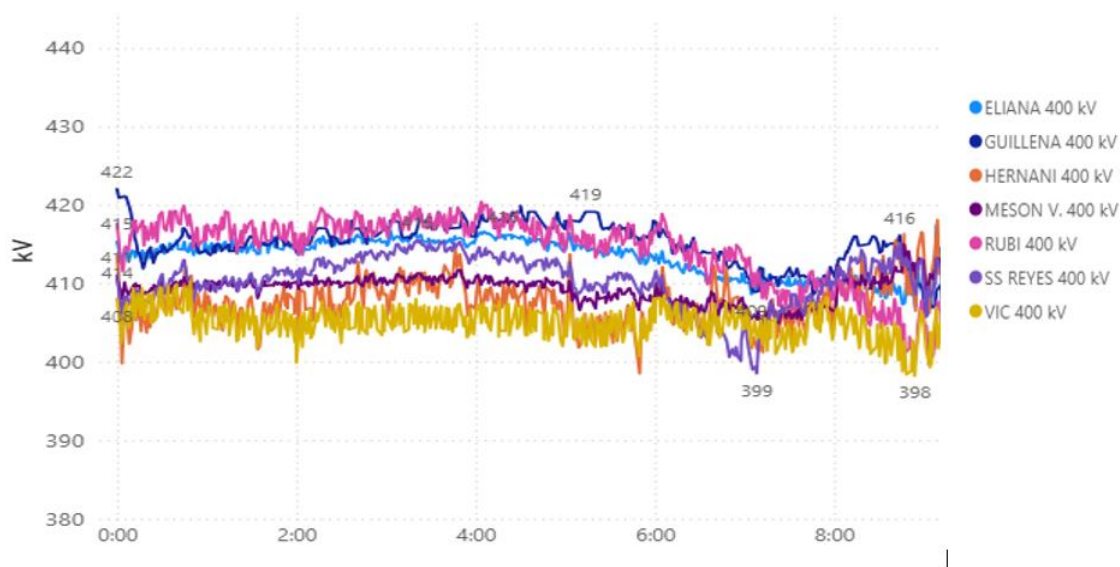


Figura 1. Perfil de tensión de los nudos piloto de la red de transporte

Entre las 9:00 h y las 9:30 h la radiación solar crece notablemente en el país y ello provoca un desplazamiento de tecnologías hacia un predominio de la generación solar.

Desde las 9:00 h hasta 12:00 h se observa mayor variabilidad en las tensiones, que son achacables al cambio del mix de generación y a las variaciones de la demanda, pero sin grandes excursiones. A partir de las 10:00 h y coincidiendo con cambios de programa y/o ajustes de las energías de balance se producen variaciones en la tensión de nudos de la red de transporte, destacando la que se produce en el entorno de las 11:00 h, en la que las tensiones bajaron por debajo de los 400 kV hasta en unos 10 kV.

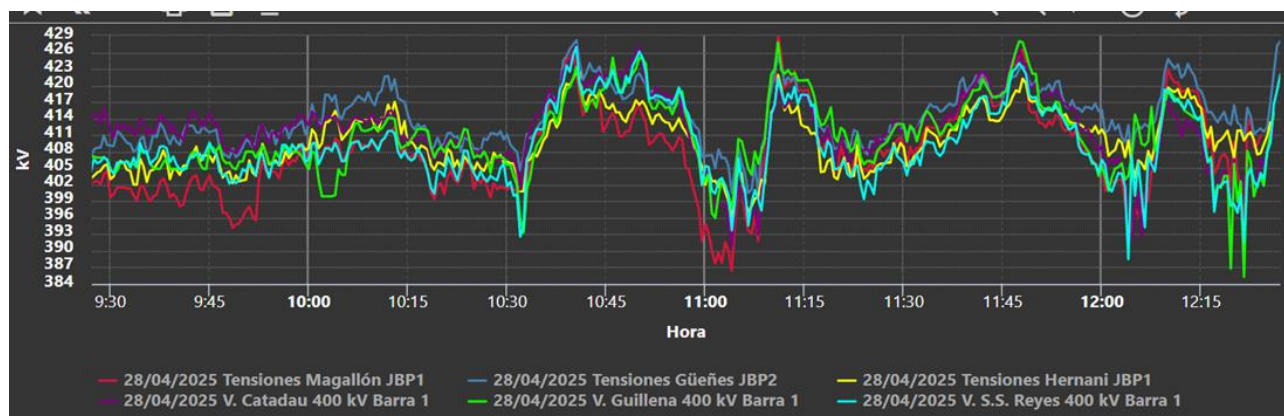


Figura 2. Tensiones en nudos de la red de 400 kV

A continuación, entre las 11:04 h y las 11:09 h la tensión se recuperó subiendo unos 30 kV en algunos nudos y, coincidiendo con este cambio, se produjo el disparo de transformadores de ADIF conectados en las subestaciones de Terror 400 kV y Rueda de Jalón 400 kV en el nivel de 55 kV. Ambas subestaciones se localizan en la provincia de Zaragoza. Esta desconexión se produce con las tensiones en la Red de Transporte dentro de rango, con lo que se podría inferir que el propietario de las instalaciones de enlace no adaptó las tomas de los transformadores con suficiente celeridad a la subida de la tensión. Esta situación acontecida en los transformadores de estas dos subestaciones de ADIF, si bien no tuvo mayor repercusión, es importante porque se considera un preludio de lo que pudo ocurrir posteriormente en otras instalaciones.

Estas variaciones de tensión que entran dentro de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español precisan que los centros de control estén pendientes de las mismas para actuar

sobre los cambiadores de tomas de sus transformadores. Así mismo deben ser corregidas por la generación convencional¹ acoplada en el sistema, la cual tiene la obligación de regular la tensión en su punto de conexión cumpliendo con el P.O. 7.4 y para ello el Operador del Sistema (OS) verifica en las restricciones técnicas que los grupos casados en el mercado son suficientes para realizar dicho control, incorporando aquellos que considera en cada momento que son necesarios para realizar dicha función.

Una de las principales diferencias entre la generación convencional y la generación RCR –Renovable, Cogeneración y Residuos– es su funcionamiento frente al control de tensión de los nudos en los que se encuentran, por aplicarles regulaciones diferentes:

- **La generación que tiene que cumplir con el P.O. 7.4 regula de forma obligatoria la tensión de forma dinámica** e independiente de la potencia activa que esté generando, por lo que permiten garantizar tensiones estables en la red.
- **La generación RCR realiza un control estático –en cumplimiento del Real Decreto 413/2014–** que depende de su producción de potencia activa al funcionar a factor de potencia, por lo que la absorción de reactiva que típicamente realizan depende de la producción de potencia activa que tengan en dicho momento y no del perfil de tensión existente en la red.

Debido a esta gran diferencia, el OS determina la generación mínima no RCR que tiene que tener en el sistema por control de tensión durante las 24 horas de cada día en función de las demandas previstas, los intercambios de energía con otros países y la generación disponible. Según se va acercando al tiempo real, la información disponible va gozando de mayor exactitud, por lo que se pueden ajustar decisiones en cuanto a las necesidades de generación con mayor precisión.

Para poder descartar la existencia de sobretensiones y oscilaciones en la red se ha realizado una revisión exhaustiva del día completo desde las 00:00 h y se han encontrado fenómenos de pequeña magnitud en el sistema, que, si bien no tuvieron ningún tipo de efecto, se han detectado mediante los algoritmos disponibles en el Centro de Control de REE basados en los datos proporcionados por las PMU instaladas a lo largo del sistema:

- A las 10:30 h aparece una oscilación interárea en el sistema síncrono europeo de 0,2 Hz (típica Oeste-Centro-Este) que provoca oscilaciones de tensión de hasta 4 kV en la red de 400 kV, lo cual no supera el 1% de la tensión nominal.
- A las 11:03 h aparece nuevamente una oscilación interárea en el sistema síncrono europeo de 0,2 Hz (típica Oeste-Centro-Este) que provoca oscilaciones de tensión de hasta 7 kV en la red de 400 kV, pero que no supera, por lo tanto, el 2% de la tensión nominal.
- A las 11:23 h aparece nuevamente una oscilación interárea en el sistema síncrono europeo de 0,2 Hz (típica Oeste-Centro-Este) que provoca oscilaciones de tensión de hasta 6 kV en la red de 400 kV, por lo tanto, el 1,5% de la tensión nominal.

En conclusión, se ha mostrado que no ocurrió nada relevante en el sistema entre las 00:00 h y las 12:00 h digno de mención, por lo tanto los siguientes apartados se centran en qué ocurrió en el sistema a partir de las 12:00 h.

2.2 Descripción del incidente

A las 12:00 h de la mañana, las condiciones del sistema estaban cumpliendo con todos los Procedimientos de Operación. Las tensiones y frecuencia estaban dentro de los rangos de operación y el amortiguamiento para el modo de oscilación interárea de 0,2 Hz se encontraba en el 20%, en resumen, nada hacía presagiar ni predecir remotamente los sucesos que acontecieron.

¹ Generación convencional de acuerdo a la regulación son: ciclos combinados, carbón, nuclear y grandes hidroeléctricas

EVENTO 1

A las **12:03 h y durante 4 minutos y 42 segundos se observa una fuerte oscilación, de frecuencia 0,6 Hz**, en el sistema eléctrico y coincidiendo con la misma el amortiguamiento de la frecuencia del rango de 0,2 Hz baja desde el 20% a un 5%. Las tensiones previas en el sistema estaban próximas a la nominal, y la **oscilación provoca una bajada de la tensión media con fluctuaciones de la tensión de hasta 30 kV** en el mayor caso, moviéndose entre 375 y 410 kV en función de la subestación. La oscilación se puede apreciar también en la potencia de intercambio con Francia tal y como se muestra en la siguiente figura:

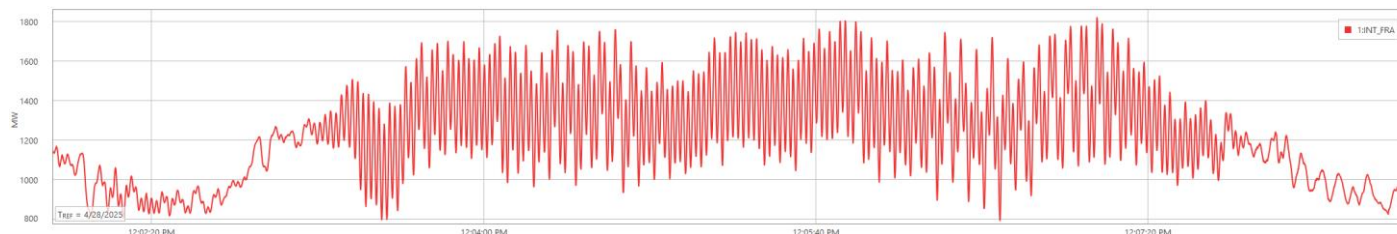


Figura 3. Intercambio España – Francia entre las 12:02 h y las 12:08 h (oscilación de 0,6 Hz)

Casi al final de la oscilación también el modo de oscilación de 0,2 Hz se puede ver claramente acoplado con el modo de oscilación de 0,6 Hz en la potencia de intercambio con Francia.

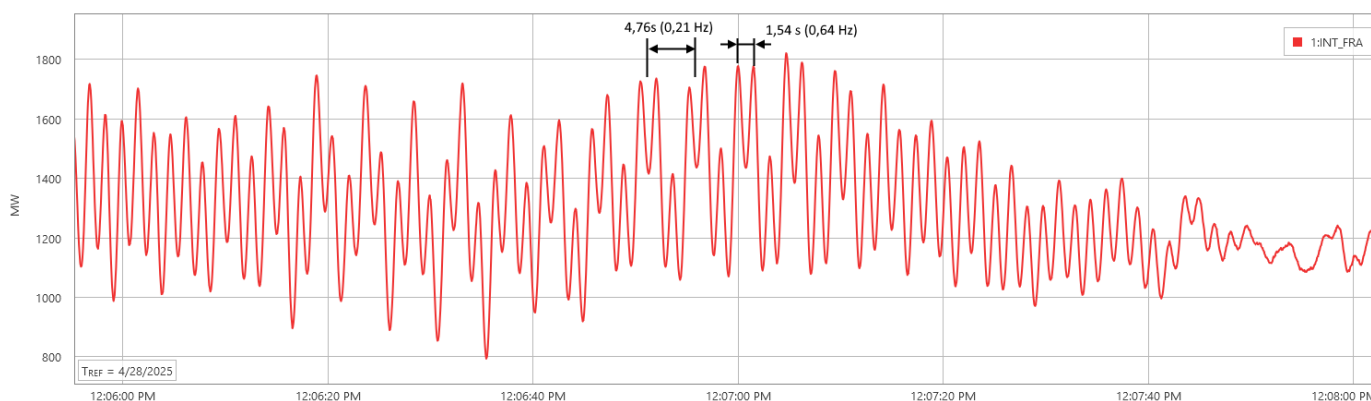


Figura 4. Intercambio España – Francia entre las 12:06 h y las 12:08 h (oscilación 0,6 Hz)

Ante esta situación en el sistema, en el Centro de Control de Red Eléctrica de España **se activan las medidas previstas** para mejorar el amortiguamiento de la oscilación e intentar con ello que desaparezca:

- Acoplamiento de líneas de transporte en 400 kV para que disminuya la impedancia del sistema.
- Reducción del intercambio exportador con Francia de 800 MW, hasta fijar un programa de 1.500 MW en sentido exportador.
- Cambio del modo de operación del enlace HVDC con Francia a potencia constante (consigna 1.000 MW de España a Francia).

Además, al ser oscilaciones que bajaban las tensiones en el sistema se abrieron una serie de reactancias para paliar dichas subtensiones.

Una vez desaparece la oscilación, a la vista de la carga por la línea internacional con Portugal de la provincia de Cáceres (400 kV Cedillo – Falagueira) y debido a que la línea de interconexión con Portugal por la provincia de Badajoz (400 kV Brocales – Alqueva) estaba en descargo, se hace necesario reducir el intercambio con Portugal para mejorar el amortiguamiento.

Todas estas medidas adoptadas son tendentes a que suba la tensión del sistema, pero son necesarias para corregir la oscilación al ser medidas que mejoran el amortiguamiento, que cuando aparece es la prioridad.

La reducción de los intercambios implica menor transporte hacia otros países por lo que aumenta la tensión por menor flujo de potencia de las líneas eléctricas. Además, a la hora de aplicar cambios en los programas por activación de las energías de regulación en el sistema los centros de control que participan lo hacen – conforme a la legislación vigente– como un nudo único a nivel español por lo que por precio cogerán esas necesidades de energía a bajar aquellos con las ofertas más competitivas. En el caso que nos ocupa se concentran en centros de control con energía renovable principalmente fotovoltaica que se concentra en la mitad sur del país, lo que presenta dos efectos:

- Al estar en el sur, la bajada de carga por las líneas de transporte hacia Francia afecta a más líneas por lo que el efecto sobre la tensión es mayor.
- Son plantas dentro del grupo RCR que cumplen con el RD 413/2014 en el que su control de la tensión es por factor de potencia, con una absorción de potencia reactiva proporcional a la potencia activa que generan, por lo que al bajar su producción de potencia activa, se pierde absorción de reactiva.

A las **12:16 h vuelve a aparecer la oscilación** de 0,6 Hz, y con ello nuevas oscilaciones de tensión que suponen **bajadas de tensión entre 405 kV y 380 kV** en las subestaciones más afectadas. Mitigar la oscilación vuelve a ser la máxima prioridad.

Al bajar las tensiones en el sistema se abrieron una serie de reactancias adicionales para paliar tensiones bajas.

Todas **las acciones tomadas permiten controlar la situación**, pero son tendentes a que las tensiones del sistema suban. Si bien, como se ha indicado, se parte de tensiones próximas a la nominal y lo que provocan las oscilaciones son caídas de tensión y no tensiones altas.

Durante el análisis del incidente se ha concluido que la oscilación y su repetición no era natural del sistema, era forzada. Esta oscilación se observa con gran amplitud en una Planta Fotovoltaica localizada en la **provincia de Badajoz (Planta Fotovoltaica A)**. En el momento de las oscilaciones generaba aproximadamente 250 MW. Al ser una oscilación forzada, desaparece del sistema cuando la planta se estabiliza.

Se han analizado las condiciones de la red en el punto de conexión, potencia de cortocircuito y nivel de tensión, y ambas eran correctas, por lo que es probable que la oscilación fuese causada por un mal funcionamiento de un control interno o por una anomalía interna de la planta, que deberá aclarar el propietario de la misma. Se ha revisado la otra planta que evacúa a la red de transporte a través de la misma instalación de enlace así como otras que evacúan en subestaciones próximas, y la única que oscilaba era la indicada.

EVENTO 2

A las **12:19 h** cuando se estaban acometiendo acciones para mejorar el amortiguamiento por el EVENTO 1, aparece **una nueva oscilación de frecuencia** en el sistema de 0,2 Hz (característica del modo Oeste – Centro – Este presente en el sistema continental europeo). Las tensiones en el sistema eran próximas a la nominal (entre 395 y 410 kV), y la oscilación **provoca fluctuaciones de la tensión de hasta 28 kV en Almaraz 400 kV, variando entre 375 y 412 kV en función de la subestación** –de nuevo indicando condiciones de tensiones bajas–.

Tras un análisis en profundidad de la oscilación se ha observado que inicialmente comienza en 0,6 Hz y que rápidamente aparece la oscilación de 0,2 Hz. Si bien la Planta **Fotovoltaica A** había cambiado su producción a las 12:15 h de 250 MW a 350 MW y no se observan fluctuaciones en la potencia activa de la planta, sí que se observan en la potencia reactiva.

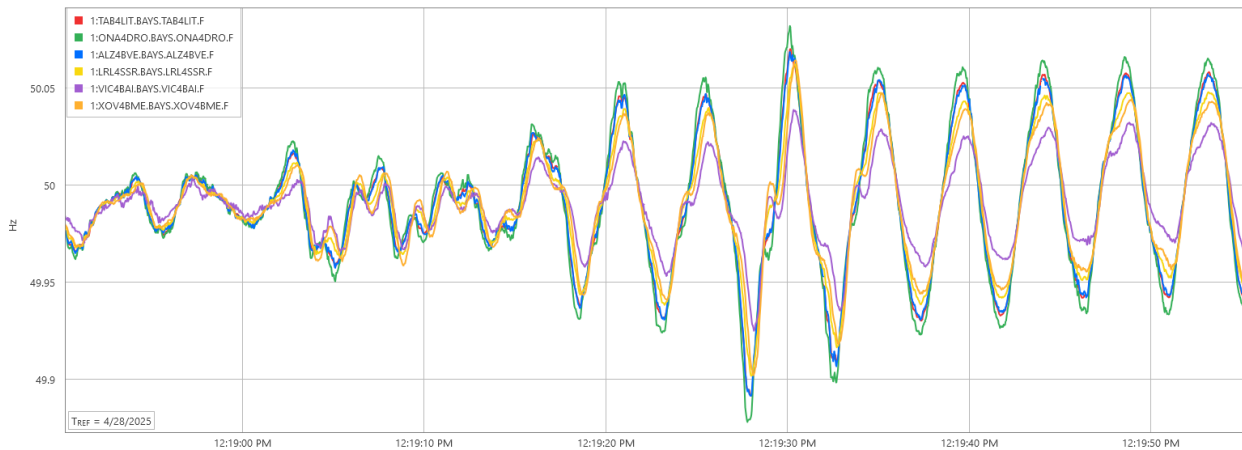


Figura 5. Instantes iniciales de la oscilación de 0,2 Hz donde se puede apreciar igualmente la oscilación de 0,6 Hz

A raíz de este hallazgo se ha revisado la frecuencia de oscilación de 0,6 Hz en el sistema y se ha comprobado que estaban apareciendo perturbaciones en el sistema de 0,6 Hz desde las 10:30 h de muy pequeña magnitud.

Con esta nueva oscilación y cumpliendo con los protocolos que ya se habían activado a las 12:03 h se toman las siguientes medidas:

- Acoplamiento de líneas de transporte en 400 kV para que disminuya la impedancia del sistema.
- Reducción del intercambio exportador con Francia a 1.000 MW (con el enlace HVDC enviando 1.000 MW de España a Francia implica saldo de intercambio cero por las líneas de AC). Esto supone una reducción total de 1.300 MW de intercambio.
- Reducción del intercambio exportador con Portugal de 2.545 MW a 2.000 MW, 545 MW de reducción.

Estas tres medidas son tendentes a subir la tensión del sistema, la primera de forma inmediata y las dos reducciones del intercambio provocan de forma progresiva un incremento en las tensiones según se van cambiando los programas.

A las 12:22 h cuando el sistema se recupera del EVENTO 2, se observa cómo **la tensión del sistema comienza a subir, pero dentro de los márgenes de operación.**

Ante esta situación el Centro de Control de REE comienza a acoplar reactancias en varias subestaciones para contrarrestar dicha subida.

En la red de distribución en este momento se comprueban dos circunstancias a tener en cuenta:

- La **red de distribución le inyecta a la red de transporte 760 Mvar en todo el país**, siendo en Madrid y Valencia dónde se produce una inyección de reactiva mayor, de 575 Mvar y 405 Mvar respectivamente, mientras que en otros puntos es mucho más baja o negativa. Esta inyección afecta a la tensión de estas comunidades, pero también a la de las limítrofes.
- Se detecta un **incremento anómalo de la demanda efectiva² en el país de unos 845 MW**, los cuales tras una revisión de lo ocurrido se han localizado en dos puntos diferentes de la red de distribución:
 - **Pérdida o bajada de carga de instalaciones de generación de potencia mayor a 1 MW**, que reportan telemida al CECRE³, de unos 152 MW.
 - **Pérdida o bajada de carga de instalaciones de potencia menor de 1 MW** no observable por REE en la red de distribución, **incluyendo el autoconsumo, de casi 700 MW.**

² Demanda vista desde la red de transporte a través de las fronteras de la red de transporte con la red de distribución

³ CECRE: Centro de Control de Energías Renovables de Red Eléctrica de España

El incremento de demanda en el país implica una reducción de la exportación de energía hacia Francia, por lo que el transporte hasta las interconexiones se reduce y sube la tensión en la red de transporte del país.

Así mismo, viendo las medidas que habían sido necesarias para amortiguar las oscilaciones y el impacto que dichas medidas tienen en perder flexibilidad para el control de tensión y de las propias variaciones de la tensión, **se toma la decisión de acoplar más generación convencional que cumpla el P.O. 7.4 principalmente en el sur, pidiendo los tiempos de acoplamiento. Se opta por un grupo de CCC en Andalucía, que da 1 h y 30 minutos de tiempo de acoplamiento a la red, mínimo técnico a las 14:00h.** Esta medida no llegó nunca a consumarse por el cero de tensión.

Coincidiendo con esta decisión, un centro de control informa que **un grupo nuclear** estaba oscilando mucho con las oscilaciones y que podía disparar. Como medida de precaución se solicita preaviso para acoplar a otro **grupo de CCC en la zona Norte**. A continuación, otro centro de control indica que **un grupo de CCC en Andalucía** necesita entre 2 y 2,5 horas para acoplar y piden modificar la oferta para abaratarla. Tras esto, el primer centro de control confirma que el **grupo de CCC del norte** acoplaría a las 15:00 h.

Desafortunadamente estas medidas acarreaban un tiempo de espera que nunca llegó a poder cumplirse por el posterior cero de tensión en el sistema.

Hay que destacar que **no se han producido sobretensiones en el sistema hasta este instante**, pero sí variaciones de tensión por debajo de los valores nominales debido a las oscilaciones. Este punto es muy importante en el desenlace posterior a tenor de lo ya observado en el sistema.

Resumen de la situación en este punto:

- El sistema parte a las 12:00 h de una situación estable, con tensiones y frecuencia en valores dentro de la normalidad.
- Las oscilaciones ocasionaron caídas de tensión, no sobretensiones.
- Se activaron los protocolos para corregirlas y así ocurrió en todas las ocasiones.
- Al aparecer oscilaciones interárea naturales del sistema, los centros de control de REE, coordina acciones para mejorar el amortiguamiento con RTE, el TSO francés, como por ejemplo cambiar el intercambio con Francia y el modo de operación del enlace HVDC cambiando éste al modo de potencia constante.
- Los grupos que deben de cumplir con el P.O. 7.4 tienen que regular tensión en el sistema de forma dinámica hasta un determinado umbral mínimo recogido en la legislación vigente. Esto aplica tanto a subtensiones como sobretensiones. La variabilidad de la tensión está muy relacionada con una inadecuada respuesta de esta generación.
- La generación RCR controla tensión de forma estática, pero igualmente tienen que cumplir con los valores que se le indican de factor de potencia.

*Como resultado de todos los eventos expuestos, el sistema se encontraba en un punto de funcionamiento muy diferente al inicial, con amortiguamiento bajo y con menor flexibilidad en el control de tensión. Las medidas correctivas adoptadas no se pudieron llevar a cabo completamente, como por ejemplo la sincronización de los **dos grupos** –que se querían acoplar para mejorar la estabilidad de tensiones en la zona y para amortiguar posibles oscilaciones interárea al tener PSS–.*

A partir de las 12:27 h comienza el cambio de programa con Portugal, dado que con Francia, el cambio ya se estaba ejecutando desde las 12:22 h.

A las 12:30 h la tensión y la frecuencia siguen estando dentro de los valores con los que el Operador del Sistema ha de operar (375 – 435 y 200 – 245 kV para 400 kV y 220 kV respectivamente), pero se observa que se mantiene una tendencia de crecimiento de las tensiones.

Durante los ajustes de los cambios de programa que van desde -5 minutos a + 5 minutos es normal que existan desajustes entre la activación de la generación a subir o bajar en cada país y por lo tanto que las tensiones puedan variar. Dichas variaciones han de ser controladas ante todo por los generadores del P.O. 7.4 que tienen control dinámico de la tensión. Esto se debe a que los recursos disponibles dentro de la red de transporte no proporcionan control dinámico de tensión.

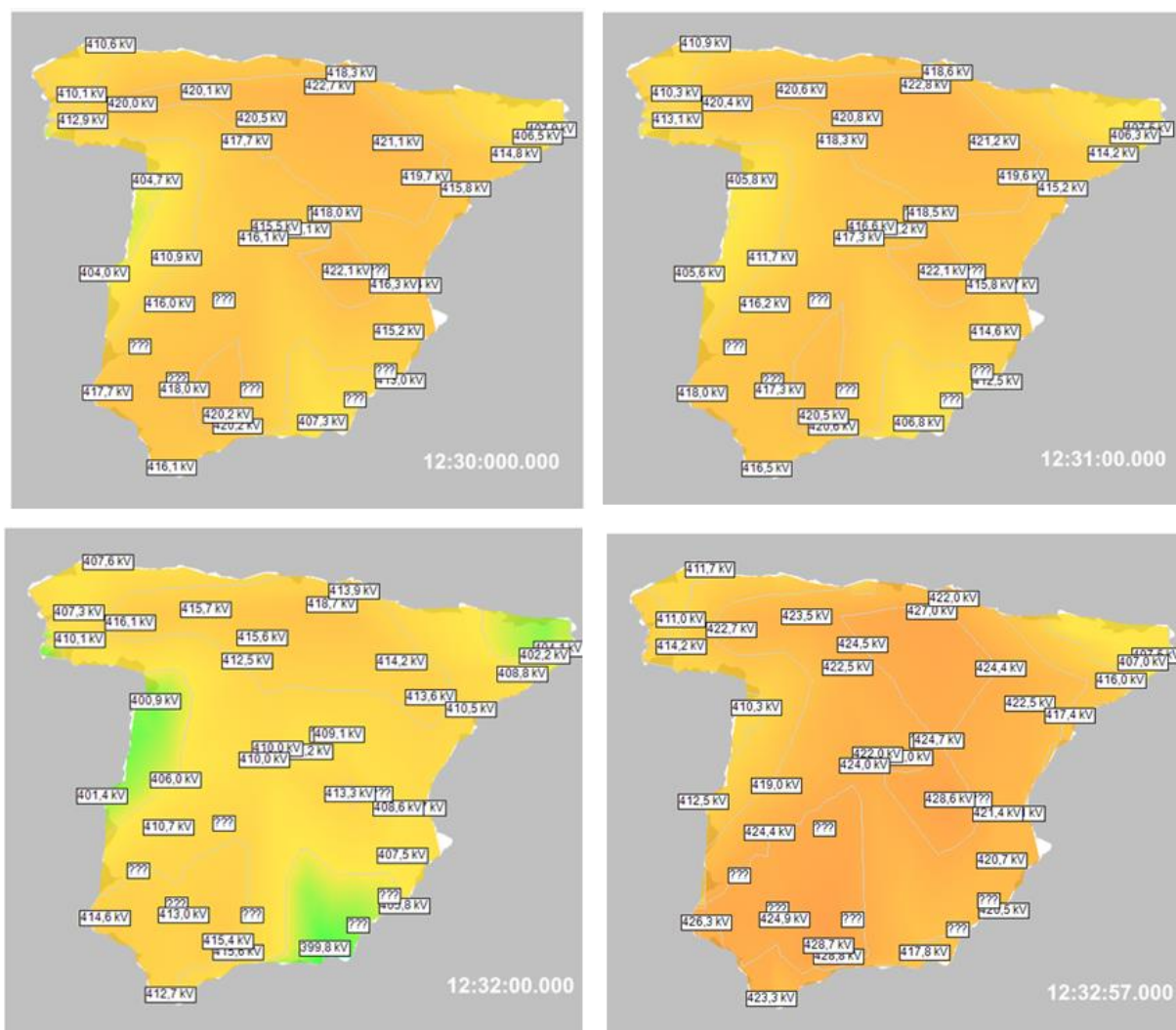


Figura 6. Tensión fase – fase en la red de transporte de 400 kV

Es importante señalar la velocidad de cambio de la generación en el sistema. Las nuevas tecnologías, basadas en inversores, son capaces de adecuar su potencia de generación en muy pocos segundos. Esta capacidad, que para la optimización económica de las propias plantas es excelente, desde la perspectiva del sistema eléctrico no es la más adecuada en general.

El ejemplo evidente son los cambios de programa de la generación fotovoltaica por cambios de precio en los mercados. Desde la perspectiva eléctrica, estos cambios tan abruptos de la generación basada en inversores se convierten en un desequilibrio fuerte en el sistema, al no haber actuado todavía la regulación. Estos desequilibrios tienen que ser compensados por las interconexiones, en gran parte por la de Francia.

Fuertes desequilibrios provocan que los flujos de la red cambien drásticamente y así cambie también el comportamiento capacitivo/inductivo de la red. Por lo tanto, las tensiones en el sistema varían muy rápidamente. Este efecto es más fuerte al regular esta generación factor de potencia y no regular la tensión de manera dinámica, ya que limita el apoyo dinámico de potencia reactiva que de otro modo podría ayudar a estabilizar la tensión.

A las 12:32:00 h se alcanza un máximo de exportación con Francia de unos 1.500 MW y comienza a bajar cuasi linealmente hasta las 12:32:57 h.

Esta bajada se explica con varios eventos que ocurren a lo largo de esos 57 segundos y que resultan en una subida lineal de la tensión en la red de transporte:

- Para ajustarse a programa hay una **bajada de producción de la generación RCR** en potencia activa, lo que conlleva –por funcionar a factor de potencia– una reducción de la potencia reactiva absorbida y con ello una subida de tensión.
- Se produce una **nueva variación anómala de la demanda de aproximadamente 434 MW**. Esto causa una reducción de la exportación con Francia, y con ello una subida de la tensión de la red de transporte. Se observan incrementos anómalos en Madrid, Alicante, Valencia, Sevilla, Málaga, Murcia, Cádiz, Toledo, etc. Este incremento se produce por bajada de producción de unas pocas centrales de generación en la Red de Distribución –unos 117 MW–. El resto de la variación de la demanda se atribuye a la **pérdida, desconexión o bloqueo de generación de potencia inferior a 1 MW y/o autoconsumo**. Al venir de tensiones bajas y comenzar a subir éstas se infiere que los transformadores en distribución tenían tomas para mantener la tensión adecuada en dichas redes. Cuando la tensión aumentó, los cambiadores de tomas pudieron no haber respondido lo suficientemente rápido causando sobretensiones en la red de distribución, aunque en el primario de los transformadores la tensión estuviese dentro de límites aceptables.
- La propia demanda depende de la tensión, por lo que al subir la tensión la demanda aumenta y el fenómeno anterior se acrecienta.
- Al **bajar el transporte de energía por la red** las líneas consumen menos reactiva, contribuyendo al aumento de la tensión.
- La **generación que debe cumplir con el P.O. 7.4, que tiene control dinámico de la tensión, no absorbe la cantidad de potencia reactiva que debe**, particularmente los grandes generadores localizados en Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha. Esta circunstancia tuvo un impacto significativo.

EVENTO 3

A las **12:32:57 h se produce el disparo de un interruptor del lado de 220 kV de un transformador 400/220 kV de generación de una subestación de Granada** cuando aportaba a la red **355 MW** y absorbía 165 Mvar. **La tensión en la subestación de la red de transporte era inferior a 418 kV, es decir, dentro de rango.** Prueba de ello es que tras el disparo las tensiones pasan a estar en 424 kV.

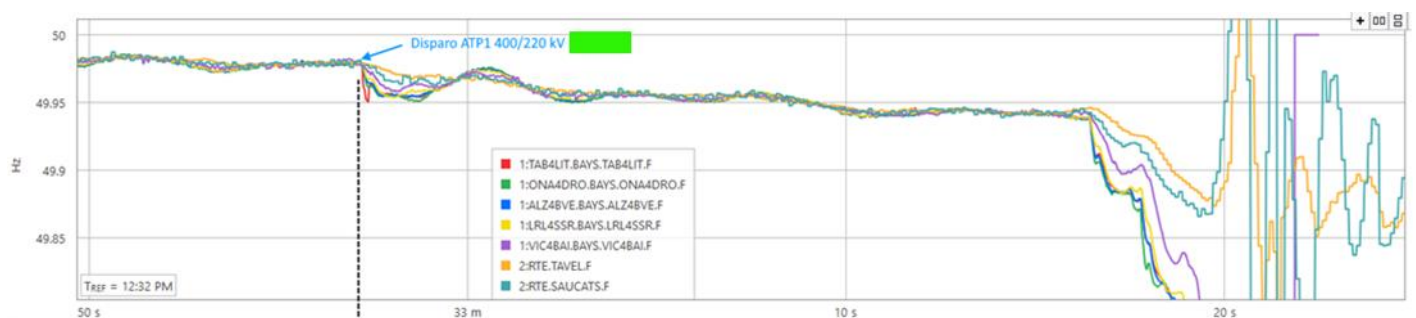


Figura 7. Evolución de la frecuencia del sistema antes y después de la desconexión en Granada

En la siguiente figura se muestra la oscilografía grabada por una protección instalada en la subestación de 400 kV de la red de transporte donde esa generación está conectada:

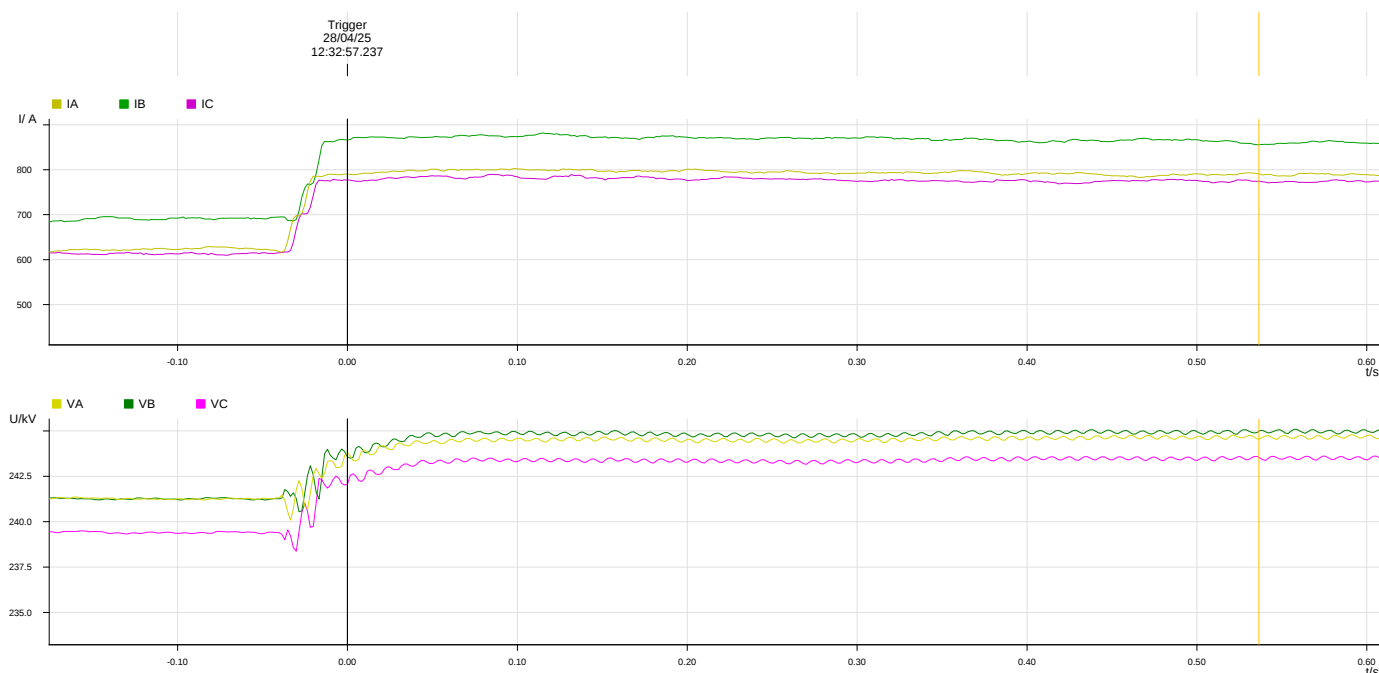


Figura 8. Oscilografía de una protección en una línea registrada de manera simultánea con el disparo del transformador⁴

Dado que en la red de transporte de 400 kV no había sobretensiones, y el valor de la tensión estaba muy por debajo de esos umbrales, nuevamente se puede inferir que la causa está en la toma del transformador. Al venir de tensiones más bajas y comenzar a subir éstas, el transformador venía con una toma adecuada para mantener una tensión adecuada en la subestación colectora de 220 kV y en la red de evacuación. Al comenzar a subir las tensiones, los cambiadores de tomas pudieron no ser lo suficientemente rápidos en adaptar la toma, resultando posiblemente en sobretensiones en el secundario sin que hubiese tensiones altas en el lado primario del transformador.

La desconexión de esta instalación es incorrecta ya que la tensión en la red de transporte está dentro de los rangos establecidos en la normativa.

Este nuevo EVENTO 3 conlleva también un incremento de la tensión del sistema –dentro de rangos– por las mismas causas ya expuestas: pérdida de absorción de reactiva de la instalación que ha desconectado y disminución de los flujos de potencia por la red de transporte al perder plantas que están conectadas en un punto muy alejado de la interconexión España - Francia. El intercambio estaba en unos 450 MW y con el disparo pasa a prácticamente 0 MW por la pérdida de generación, el cambio en las pérdidas y la reducción de intercambio que ya venía en curso.

EVENTO 4

A las 12:33:16,460 h, aproximadamente **19,5 segundos después, se produce una nueva desconexión de generación en una subestación de la provincia de Badajoz** que se conecta a la red de transporte a través de una subestación de 400 kV (**subestación B**) cuando generaba **582 MW** y **a los 360 ms se desconecta una planta fotovoltaica** que conecta con la red de transporte en otra subestación de 400 kV (**subestación C**) de la **provincia de Badajoz** cuando generaba **145 MW**.

A pesar de no disponer de medidas de PMU en estas dos subestaciones, la información disponible indica que el nivel de tensión estaba dentro de límites antes de estas desconexiones. Esta evaluación se ha

⁴ En este gráfico se muestran tensiones fase – tierra. Para transformarlo a tensiones fase-fase se debe multiplicar por un factor $\sqrt{3}$

realizado utilizando valores de SCADA para la **subestación B**, porque la magnitud de tensión estaba en un estado cuasi-estacionario desde el EVENTO 3, y usando datos de PMU (tensión y corriente) de una subestación diferente que está conectada a la **subestación C**.

En total se pierden 727 MW de generación, con su correspondiente absorción de reactiva y vuelve a ocurrir lo mismo que en el evento anterior.

Dado que **en 400 kV no había sobretensiones ni problemas de frecuencia**, nuevamente la causa se atribuye a circunstancias internas de las plantas. Al venir de tensiones más bajas y comenzar a subir éstas, se infiere que los transformadores de la subestación colectora de generación venían con una toma adecuada para mantener la tensión en la subestación de 220 kV y en la red de evacuación asociada. Al comenzar a subir las tensiones los cambiadores de tomas no se movieron lo suficientemente rápido, resultando potencialmente sobretensiones en los transformadores, incluso aunque las tensiones en la **subestación de transporte B** permanecieran dentro de límites aceptables. En el caso de la **subestación C** se infiere la misma situación en el transformador de evacuación de la generación.

Este nuevo EVENTO 4 conlleva nuevamente un incremento de la tensión del sistema por las mismas causas ya expuestas: pérdida de absorción de potencia reactiva de la red y reducción en el flujo de potencia del sur hacia el norte. Como consecuencia, la interconexión empieza a suministrar energía a la parte norte del país, concentrando el estrés operacional en la mitad sur del sistema.

EVENTO 5

A las 12:33:17,368 h, aproximadamente 0,98 s después, se produce la desconexión de 3 parques eólicos conectados en 132 kV y que evacúan en una **subestación de la red de transporte de 400 kV de la provincia de Segovia**. Se pierden 23 MW de generación.

Transcurridos 80 milisegundos, se produce la desconexión de la generación que vierte en la **subestación B** debido a un disparo en sus instalaciones. Se pierden 118 MW adicionales.

Al cabo de 27 ms se produce la desconexión de 34 MW más correspondientes a un **parque eólico y una planta fotovoltaica** que evacúan en una subestación de 220 kV la red de transporte en la **provincia de Huelva**.

Transcurridos 233 ms tras este evento dispara el extremo de la subestación colectora de una **instalación de enlace conectada a una subestación de 400 kV** de la red de transporte en la **provincia de Sevilla** y se produce la pérdida de 550 MW adicionales. El extremo de la instalación de enlace perteneciente a la red de transporte recibió un teledisparo enviado desde el extremo de generación.

Al cabo de 200 ms tras este disparo, dispara una planta fotovoltaica que evacúa en una **subestación de 220 kV de la provincia de Cáceres** y se pierden 37,5 MW. El propietario ha declarado, en un documento pdf, que la tensión aumentó hasta un nivel de tensión por debajo del umbral de tensión establecido en la Orden TED/749/2020 según el cual la generación conectada a un punto de conexión de 220 kV debe soportar durante al menos 60 minutos.

Finalmente, 40 ms después, se pierden 72 MW de generación debido a la desconexión de **otra planta fotovoltaica** que evacúa en una subestación de la red de transporte de 220 kV de **Badajoz**.

En total disparan otros 834 MW en 650 ms y se pierde su correspondiente absorción de reactiva. La estimación realizada a partir de la derivada de frecuencia sugiere que la pérdida de generación durante este intervalo fue de aproximadamente 1.150 MW indicando que se ha podido perder generación adicional durante este período.

Este nuevo EVENTO 5 conlleva nuevamente un incremento de la tensión del sistema por las mismas causas ya expuestas: pérdida de absorción de reactiva de la red y reducción en el flujo de potencia del sur hacia el norte. Como consecuencia, la interconexión empieza a suministrar energía a la parte norte del país, concentrando el estrés operacional en la mitad sur del sistema.

COLAPSO DEL SISTEMA

El Sistema Eléctrico Peninsular Español ha perdido aproximadamente 2.000 MW de generación RCR en la red de Transporte, más lo que se haya perdido en distribución, lo que significa que el sistema ha perdido toda la absorción de reactiva de estos generadores

La mayoría de la generación convencional que tiene control dinámico de la tensión no absorbe la reactiva que tiene obligación conforme a los Procedimientos de Operación, particularmente **un grupo que estaba para control de tensión de la zona sur, un grupo que se encuentra en Extremadura y un grupo que estaba para control de tensión de la zona centro.**

Con cada disparo sube un poco más la tensión. Esto conlleva al disparo de otros generadores, produciendo un efecto en cascada, una detrás de otra.

En esta situación, sin ser posible ya mantener la tensión dentro de los rangos operativos normales, varios fenómenos ocurren de forma simultánea:

- Incremento de tensión mantenido en el sistema debido a la pérdida de generación.
- Caída de la frecuencia por la pérdida de generación.
- Incremento de la importación de energía de Europa a través de la interconexión con Francia.

En este momento **la frecuencia comienza a caer de forma visible existiendo en el sistema un problema de sobretensión. Con cada desconexión de generación la tensión del sistema se incrementaba, y esto causaba desconexión de generación adicional, por lo tanto, la inercia del sistema en este incidente es irrelevante debido a que el sistema estaba ya condenado por la pérdida masiva de generación.**

A las 12:33:19,620 se alcanza la máxima importación de Francia, 3.807 MW en total, con 4.609 MW por las interconexiones de alterna. Esta situación conlleva a la pérdida de sincronismo. Sólo han pasado 3,20 segundos desde el disparo en la **subestación E** y 22,5 segundos desde el disparo en **la subestación de la provincia de Granada.**

En esta situación el sistema tiene los siguientes mecanismos de defensa:

- Actuación del deslastre de los grupos de bombeo y deslastre de cargas por subfrecuencia en el sistema español y portugués.
- Disparo de las líneas de interconexión de alterna con Francia para evitar arrastrar al sistema francés, y facilitar de esta manera la posterior reposición del servicio.

Al seguir perdiendo generación RCR la frecuencia del sistema continúa cayendo y la tensión continúa subiendo allí dónde se desconecta.

Se produce la **desconexión no deseada de un grupo de una CCC de la zona Este** cuando la frecuencia era de 49,5 Hz y la tensión en la subestación era de 419,6 kV. Su desconexión implica la **pérdida del control de tensión y de inercia del sistema.**

A los 49,5 Hz comienza el deslastre de los grupos de bombeo acoplados. En el primer escalón se deslastran aproximadamente unos 2.000 MW. El segundo escalón se activa cuando la frecuencia alcanza los 49,3 Hz y se deslastran otros 588 MW de bombeo. Cuando la frecuencia alcanza 49 Hz se activan los escalones de deslastre de cargas por subfrecuencia, deslastrando clientes industriales conectados directamente en la red de transporte y demanda en la red de distribución. La potencia deslastrada correspondiente a consumidores conectados directamente a la red de transporte alcanza aproximadamente los 1.402 MW.

El deslastre de carga, mecanismo universal que ayuda a restaurar la frecuencia en escenarios de fuertes desequilibrios generación-demanda, eleva la tensión, dado que al desconectarse demanda sube de forma natural la tensión del sistema. Esto genera un agravamiento del problema existente de control de tensión que había en el sistema, principalmente en la mitad norte del país y no solo en el sur, debido a la desconexión de plantas RCR.

También **se desconecta la interconexión con Marruecos** por las protecciones de subfrecuencia existentes en los extremos marroquíes que disparan localmente y envían teledisparos a los extremos del lado español. El disparo implica perder 314 MW de aportación al sistema español que eran importados desde Marruecos

debido al comportamiento inercial de su sistema. Previo al incidente, España estaba exportando energía a Marruecos.

Cuando la frecuencia alcanza los **48,46 Hz se produce la desconexión de las líneas de alterna de la interconexión con Francia**, impidiendo que el incidente se propagase por Francia y facilitando su disponibilidad para el proceso de reposición. **El enlace HVDC** que estaba en modo potencia constante no se desconecta y **permanece exportando 1.000 MW a Francia**.

En ese momento los sistemas español y portugués quedan en isla, mientras continúa el deslastre, pero también se siguen produciendo desconexiones de plantas de generación, causando que **la tensión siga subiendo y la frecuencia cayendo por lo tanto el desbalance generación – demanda permanece en el sistema**.

Un grupo nuclear dispara 1,1 segundos después cuando la frecuencia estaba en 47,79 Hz, 758 ms después dispara **un Ciclo Combinado**, 55 ms después dispara **otro grupo nuclear**, 70 ms después disparan **otros dos grupos nucleares**, y 60 ms después otro ciclo combinado dispara. El enlace HVDC con Francia desconecta justo a continuación.

A las **12:33:24 h** el sistema eléctrico **colapsa**. A las **12:33:27,300 h** la tensión en la red de 400 kV es menor de 1 kV y se puede dar por producido el **CERO TOTAL del sistema**.

Eventos en el sistema

Como se decía al principio, el sistema eléctrico se opera para cubrir el N-1 y en algunas ocasiones el N-2. Para que un gran incidente acabe en un cero total, deben de ocurrir múltiples fallos en el sistema. Con la mejor información disponible hasta el momento, se pueden identificar las siguientes circunstancias que han ocurrido en el incidente. Algunas de ellas se pueden asimilar de manera individual a una situación de N-1:

1. Oscilación forzada de 0,6 Hz, con posible origen en una **planta fotovoltaica** de la provincia de **Badajoz**, activa medidas protocolizadas que cambian el sistema. Se maniobran reactancias, se acoplan líneas por las oscilaciones y se cambian programas. **(N-1)**
2. Oscilación natural de 0,2 Hz que causa la activación de nuevas medidas que cambian el sistema. Se maniobran reactancias, se acoplan líneas por las oscilaciones y se ajustan programas. **(N-2)**
3. La generación que debe cumplir con el P.O. 7.4 no absorbe la reactiva requerida. **(N-3)**
4. La variación de generación RCR al regular potencia activa afecta al control de tensión y muchas plantas incumplen sus obligaciones. **(N-4)**
5. No llega a conectarse la generación convencional que se pidió tras las oscilaciones.
6. Pérdida de generación en distribución de potencia instalada inferior a 1 MW y autoconsumo de 435 MW antes de las 12:32:57 **(N-5)**
7. Disparo inadecuado de un **transformador de evacuación de generación en Granada** **(N-6)**
8. Disparo inadecuado de **generación solar térmica y disparo de una planta fotovoltaica en Badajoz** sin información en el punto frontera con la red de transporte **(N-7)**
9. Disparo inadecuado de una **planta fotovoltaica en Badajoz** pero en una subestación diferente **(N-8)**
10. Disparo **3 parques eólicos en la provincia de Segovia** sin información en el punto frontera con la red de transporte.
11. Disparo de un **parque eólico y una planta fotovoltaica en la provincia de Huelva** sin información en el punto frontera con la red de transporte .
12. Disparo inadecuado de **plantas fotovoltaicas en la provincia de Sevilla** **(N-9)**
13. Disparo inadecuado en una **planta fotovoltaica de la provincia de Cáceres** **(N-10)**
14. Disparo de **una planta fotovoltaica de la provincia de Badajoz** sin información en punto frontera con la red de transporte.
15. Disparo de un grupo de **ciclo combinado en Valencia** **(N-11)**
16. El deslastre de los grupos de bombeo y de cargas por subfrecuencia causa un incremento de la tensión del sistema.
17. El enlace HVDC con Francia que estaba operando en modo potencia constante queda enviando 1.000 MW a Francia.

18. Disparo de un grupo nuclear. (N-12)

3 Conclusiones

Tras el análisis del incidente se extraen las siguientes conclusiones agrupadas en los siguientes aspectos:

Control de Tensión

- La generación sujeta al Procedimiento de Operación P.O. 7.4 no cumplió con sus obligaciones de control dinámico de tensión, lo que conllevó a unos en niveles de tensión en el sistema más altos de lo esperado. Además, las excursiones de tensión —tanto al alza como a la baja— tienden a ser más pronunciadas debido a este incumplimiento. Por lo general, los generadores responden solo cuando las desviaciones de voltaje se vuelven significativas, lo que sugiere que su respuesta es impulsada principalmente por mecanismos internos de protección de plantas
- La generación RCR que no se encuentra integrada en el P.O. 7.4 no cumple en algunos casos con el factor de potencia, un 22 % de las plantas. Al analizarlo se ha comprobado que son aquellas que tenían menor producción por lo que sólo a partir de una determinada producción de P comienzan a cumplir con el requerimiento de Q.
- Los puntos frontera Transporte – Distribución en algunos casos presentan un comportamiento muy capacitivo. La inyección de potencia reactiva no compensada por dichas redes colabora nuevamente a que las tensiones del sistema suban.
- En cumplimiento del P.O. 7.2 participan en secundaria todos los tipos de generación, como nudo único a nivel peninsular, pero al no haberse aprobado la propuesta de nuevo P.O. 7.4 no toda la generación regula tensión de forma dinámica por lo que la activación de energía secundaria a bajar o a subir si participa generación RCR sube o baja la tensión del sistema. En esta situación y mientras se actualiza el P.O.7.4 cobran mayor relevancia los grupos que si cumplen con el P.O. actual.
- La actualización del P.O.1.4 está pendiente de aprobación desde el año 2021, no obstante la orden TED 749/2020 fija que los generadores tienen que aguantar sin desconexión más elevadas de las que se fijan en el PO.1.4.
- Los cambios de programa en las interconexiones afectan a la tensión provocando variaciones de tensión transitorias fruto de la rapidez con la que se realizan por parte de algunas tecnologías. Así mismo se observan diferencias entre la velocidad de ajuste del sistema portugués y el español.

Tensión:

- El Procedimiento de Operación 1.1 fija, al igual que la System Operation Guide Line, que en el sistema eléctrico español, la tensión en la red de 400 kV puede llegar a 435 kV sin desconexión (en 220 kV hasta los 245 y 245,96 kV respectivamente), que no quiere decir que las instalaciones deban desconectar a 435,01 kV. Dados los errores de medida de los transformadores de tensión (TT) y de las protecciones es necesario un ajuste por encima de dicho valor y una temporización adecuada para garantizar el funcionamiento en permanencia. En los disparos observados se han encontrado plantas que o bien disparan antes de la citada tensión o no tienen el citado margen mínimo de arranque implementado, típicamente >2% o sin una temporización.
- La Orden TED/749/2020 fija que un generador debe soportar 440 kV durante al menos 60 minutos sin desconectarse, y hasta 480 kV de forma transitoria, en el punto de conexión con la red de transporte de 400 kV. Estos umbrales en la red de 220 kV son 253 kV y 264 kV respectivamente. Se han encontrado instalaciones que han disparado sin un margen mínimo sobre dicho valor para garantizar los 60 minutos que exige dicha orden. En los disparos observados se han encontrado plantas que o bien disparan antes de la citada tensión o no tienen el citado margen mínimo de arranque implementado, típicamente >2% o con una temporización mínima.
- En los dos puntos anteriores se reflejan umbrales mínimos de funcionamiento, no valores de ajuste de las protecciones. Es decir, lo que se debe garantizar es el no disparo hasta alcanzar esos valores y temporización, dicha normativa no exige que una vez alcanzados esos valores se desconecte la instalación.

Frecuencia

- La oscilación de frecuencia de las 12:02 h de 0,6 Hz tiene su posible origen en una **planta fotovoltaica de la provincia de Badajoz**. Esta oscilación volvió a aparecer minutos más tarde y en la tercera ocasión justo antes de aparecer una oscilación interárea de 0,2 Hz. Se considera que la oscilación de la planta llevó a tomar medidas para amortiguar las oscilaciones que se estaban sufriendo en el sistema que redujeron los márgenes de control de la tensión del mismo. Se ha observado que la oscilación de 0,6 Hz aparece con oscilaciones de muy pequeña amplitud desde antes de las 10:30 h, por lo que pudo provocar que aparecieran también las pequeñas oscilaciones que se han localizado entre dicha hora y las 12:00 h.
- El enlace HVDC tiene dos modos de funcionamiento: PMODE3, modo emulación de una línea de alterna por diferencia angular entre las estaciones conversoras (especialmente definido y diseñado para esta interconexión de corriente continua), y PMODE1, que se corresponde a un modo potencia constante (este es el modo en el que funcionan la mayoría de los enlaces HVDC). El enlace HVDC no dispone de control de frecuencia, al negarse RTE a activar dicho control durante la fase de diseño. El enlace se encontraba en PMODE 1 por lo que a pesar de estar España en subfrecuencia y Francia en estado normal mantuvo el envío de la potencia consignada hacia Francia. Esto supuso que la demanda efectiva de España y Portugal en el momento del disparo de las líneas de interconexión en corriente alterna con Francia era 1.000 MW mayor a la existente en la Península Ibérica.

Inercia

- El incidente NO se ha producido por un problema de inercia en el sistema. El incidente se ha producido por un problema de tensión y el disparo en cascada de las plantas de generación renovable tal y como se ha indicado. La existencia de mayor inercia lo que habría causado es que la caída de frecuencia fuese ligeramente más lenta pero debido a la masiva pérdida de generación por tensión el sistema no habría sido recuperable.

Red de Transporte

- El comportamiento de los sistemas de protección en la red de transporte se considera correcto.
- La desconexión de las interconexiones con Francia permitió no arrastrar al sistema francés al colapso lo que facilitó y aceleró la posterior recuperación del servicio.
- La desconexión de las interconexiones con Marruecos permitió igualmente que el sistema marroquí permaneciese con tensión lo que posteriormente facilitó y aceleró la recuperación del servicio.
- El sistema de protección no es capaz de aislar un incidente de esta naturaleza a una parte de la red por el mallado de la misma, dado que las protecciones de sobretensión no se pueden coordinar. Al ser el número de subestaciones afectadas desconocido la generación y demanda afectada también lo es por lo que no se garantiza evitar crear un desbalance en el sistema que queda en servicio que también lleve a éste a un nuevo incidente.
- Se produjeron únicamente dos disparos por sobretensión:
 - A las 12:33:19,771 h dispara la línea 220 kV Arganda – Loeches por un error de medida del transformador de tensión de una fase en la subestación de 220 kV Loeches.
 - A las 12:33:23,076 h dispara la línea de 400 kV Valdecaballeros – Maguilla durante el incidente previo al colapso del sistema cuando en dicha subestación se superaron los 480 KV.

Sistemas de defensa

- Como se indicó anteriormente la desconexión de Francia por actuación de las funciones de pérdida de sincronismo fue correcta.
- Los deslastres de carga realizados en la red de transporte fueron correctos. Se deslastaron todas las posiciones donde estaba la función habilitada y se realizó en los umbrales de frecuencia adecuados y con los tiempos de desconexión requeridos.

- No se dispone de información para valorar los deslastes realizados en la red de distribución ya que no se ha facilitado la cantidad de carga deslastrada por escalón, ni los tiempos de actuación de los deslastes una vez cruzado el umbral de frecuencia al no haber sido aportada por las compañías de distribución. Algunas de ellas han facilitado la estimación de demanda total deslastrada y algún registro COMTRADE de los relés de deslastre, pero de pocas posiciones.

4 Recomendaciones

- Aprobación de la propuesta del OS del P.O. 7.4 relativo al servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español para que toda la generación que tenga capacidad de controlar tensión en tiempo real deba activar dicho control y además se establezcan penalizaciones ante posibles incumplimientos.
- Aprobación de la propuesta del OS del P.O. 1.4 relativo a las condiciones de entrega de energía en puntos frontera para que recoja los valores de tensión especificados en la orden TED/749/2020.
- Revisión de los ajustes de la función de sobretensión en las líneas de evacuación de generación, con el ajuste de los umbrales ligeramente por encima de los límites máximos admisibles definidos en los procedimientos de operación de la red de transporte, para evitar desconexiones innecesarias cuando las tensiones se acerquen a dichos límites.
- Mejorar los recursos del sistema para controlar la tensión de forma continua y dinámica, adicionalmente a los generadores, mediante compensadores síncronos o STATCOM, en lugar de depender únicamente de dispositivos que operan de forma discreta como las reactancias o condensadores.
- Aumentar los tiempos de las rampas para cambios de programa de las plantas de generación a un tiempo fijo de 10 minutos. Se ha demostrado que los tiempos actuales de 100 a 120 segundos requeridos para las instalaciones sujetas a la orden TED/749/2020 suponen estrés para el sistema mostrándose innecesarios y comprometidos.
- Se recomienda reforzar las capacidades de control de tensión en la red de distribución.
- Actualizar la generación RCR anterior a la Orden TED/749/2020 para garantizar que los cambios de producción sigan una rampa controlada, en lugar de cambios bruscos en escalones de pocos segundos o milisegundos.
- Activar el control de potencia-frecuencia en los enlaces HVDC actuales y futuros.
- Aumentar las capacidades del sistema para la amortiguación de oscilaciones, incluyendo tanto medidas de operación como mejoras estructurales.
- Investigación de la causa de la aparición de la oscilación forzada originada en la **planta fotovoltaica de la provincia de Badajoz** e implementar las acciones correctivas para evitar su repetición.
- Dotar al OS de observabilidad suficiente del autoconsumo.
- Revisar y actualizar los requisitos técnicos del autoconsumo.
- Ampliar el sistema de monitorización de área amplia (WAMS) con dispositivos PMU (Unidades de Medida fasorial), teniendo como objetivo al menos una PMU por parque de transporte cuando los concentradores de datos –PDC– y las comunicaciones lo permitan.
- Actualizar los procedimientos de operación para definir los requisitos mínimos necesarios de monitorización para el análisis de incidentes. Se deberán definir, al menos, la necesidad de registros de faltas (oscilografía), registros de perturbación que almacenen de forma continua con un período de muestreo de al menos 20 ms (50 Hz) y la necesidad de que dichos registros tengan sincronización horaria. Estos requerimientos serán definidos para instalaciones de generación tipo C y D, en la red de transporte y en la red de distribución, al menos, para aquellas posiciones donde se haya implementado el deslastre de cargas por subfrecuencia.
- Definición de un procedimiento donde se establezca como remitir al OS la información solicitada para realizar el análisis de incidentes. Adicionalmente se deberá desarrollar una plataforma para la recopilación de estos datos. Esta plataforma deberá permitir disponer la información de una forma homogénea, estructurada y correctamente identificada con la instalación a la que pertenece, garantizando la confidencialidad de los datos.

red eléctrica
Una empresa de Redeia