



GOBIERNO
DE ESPAÑA

CONSEJO DE
SEGURIDAD NACIONAL

COMITÉ PARA EL ANÁLISIS
DE LAS CIRCUNSTANCIAS QUE CONCURRIERON
EN LA CRISIS DE ELECTRICIDAD DEL 28 DE ABRIL DE 2025

Versión no confidencial del informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025



Introducción: Objetivo del Análisis	3
1. Finalidad y funciones del Comité	7
2. Metodología y gestión de la documentación	13
3. Descripción de los eventos ocurridos el 28 de abril	18
Contexto del sistema eléctrico el 28 de abril	18
FASE 0. INESTABILIDAD DE TENSIONES EN HORAS Y SEMANAS ANTERIORES	24
FASE 1. OSCILACIONES DEL SISTEMA	29
FASE 2. PÉRDIDAS DE GENERACIÓN POR SOBRETENSIONES	38
FASE 3. COLAPSO HASTA EL CERO DE TENSIÓN	46
FASE 4. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO	59
4. Análisis	64
Obligaciones y recursos para el control de tensión	64
FASE 0. INESTABILIDAD DE TENSIONES EN HORAS Y SEMANAS ANTERIORES	66
FASE 1. OSCILACIONES DEL SISTEMA	71
FASE 2. PÉRDIDAS DE GENERACIÓN POR SOBRETENSIONES	87
FASE 3. COLAPSO HASTA EL CERO DE TENSIÓN	97
ANÁLISIS DEL PAPEL DE LAS INTERCONEXIONES	98
OTROS FACTORES ANALIZADOS	107
FASE 4. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO	123
ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DIGITALES	126
5. Conclusiones	129
6. Medidas propuestas	135
7. Reflexiones en el ámbito europeo	155
Anexo I. Centros de Control	157
Anexo II. Empresas de generación de impacto crítico y alto	158
Anexo III. ██████████ – instalaciones conectadas	159
Anexo IV. ██████████ - instalaciones conectadas	160
Anexo V. ██████████ – instalaciones conectadas	160
Anexo VI. Reposición del suministro: evolución de la carga repuesta	161
Anexo VII. Actuaciones realizadas por el GTOSE	162
Anexo VIII. Actuaciones realizadas por el GTCSD	164
ANEXO IX. Listado de peticiones	167
Anexo X. Breves fundamentos del sistema eléctrico	168
Anexo XI. Funcionamiento del mercado y la operación del sistema eléctrico	177
Anexo XII. Breves fundamentos de ciberseguridad y sistemas digitales	179



El Comité de Análisis de Circunstancias que concurrieron en la Crisis de Electricidad del 28 de abril de 2025, en su decimocuarta sesión, celebrada el 16 de junio, y previo informe favorable de la Abogacía General del Estado, acordó elevar este informe al Consejo de Seguridad, para su aprobación y posterior toma en consideración del Consejo de Ministros.

INTRODUCCIÓN: OBJETIVO DEL ANÁLISIS

El 28 de abril de 2025, a las 12:33:30 se produjo un cero de tensión en la península ibérica y la desconexión del sistema eléctrico de España y Portugal del sistema interconectado europeo.

En el mismo momento del incidente, se realizó la declaración de una crisis de electricidad de acuerdo con el Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE, y con el Plan de preparación frente a los riesgos en el sector eléctrico en España, por haberse superado los umbrales de pérdida de carga y de energía no suministrada previstos en dicho plan.

El Gobierno de España, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, comunicó a la Comisión Europea y a las autoridades francesas y portuguesas dicha declaración de crisis de electricidad.

Por mandato del Consejo de Seguridad Nacional, que puede servirse de órganos de apoyo para el ejercicio de las funciones que se les asignen cuando la gestión de una crisis lo precise al amparo del artículo 20.3 de la Ley 36/2015, de 28 de septiembre, de Seguridad Nacional, y mediante orden comunicada, de 30 de abril de 2025, de la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se crea el “COMITÉ PARA EL ANÁLISIS DE LAS CIRCUNSTANCIAS QUE CONCURRIERON EN LA CRISIS DE ELECTRICIDAD DEL 28 DE ABRIL DE 2025” (en adelante, “Comité 28-A”).



El informe y sus conclusiones deberán ser elevadas al pleno del Consejo de Seguridad Nacional para su aprobación.

El comité está presidido por la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y está compuesto por: la Directora General del Departamento de Seguridad Nacional, Comandante Jefe del Mando Conjunto del Ciberespacio (MCCE); el Comandante del Grupo de Combate del MCCE, el Subdirector General del Centro Criptológico Nacional, perteneciente al Centro Nacional de Inteligencia (CCN-CNI); el Director del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas (CNPIC), el Jefe de la Oficina de Coordinación Cibernética (OCC); el Secretario de Estado de Energía; el Director General de Política Energética y Minas; el Director General de Planificación y Coordinación Energética; la Directora General del Agua; el Subdirector General de Seguridad Digital; el Director General de Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) y el Director General del Instituto Nacional de Ciberseguridad de España. La secretaría técnica del Comité es ejercida por el Director del Gabinete del Secretario de Estado de Energía.

En su reunión del 30 de abril, el comité acuerda constituir dos grupos de trabajo: uno de Ciberseguridad y Sistemas Digitales (GTCS¹) y otro de Operación del Sistema Eléctrico (GTOSE²). La creación de estos dos grupos de trabajo especializados obedece a la necesidad de analizar lo ocurrido de manera específica pero coordinada desde las dos perspectivas más relevantes para determinar sus causas: la perspectiva de gestión del sistema eléctrico, por un lado, y la digital, por otro.

El presente informe se estructura en siete apartados y doce anexos que, de manera ordenada y progresiva, permiten comprender el contexto, el desarrollo y las conclusiones derivadas de la crisis eléctrica del 28 de abril de 2025. Cada apartado aborda aspectos específicos del análisis realizado por el Comité, desde la justificación

¹ El GTCS¹ está compuesto por el Comandante Jefe del Mando Conjunto del Ciberespacio, el Comandante del Grupo de Combate del Mando Conjunto del Ciberespacio, el Subdirector General del Centro Criptológico Nacional, el Jefe de Área de Respuesta a Incidentes del Centro Criptológico Nacional, el Director del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas; el Jefe de la Oficina de Coordinación de Ciberseguridad, el Subdirector General de Seguridad Digital y, como asistente por parte del GTOSE, el Director General de Planificación y Coordinación Energética.

² El GTOSE está compuesto por el Secretario de Estado de Energía, el Director de Política Energética y Minas, el Director General de Planificación y Coordinación Energética, el Subdirector de Energía Eléctrica y el Director del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, actuando como invitadas la Directora de Energía y la Subdirectora de Energía Eléctrica de la CNMC.



de su creación, su funcionamiento y metodología, hasta la descripción detallada de los eventos, el análisis técnico, las conclusiones y las propuestas de mejora. Esta organización busca ofrecer una visión completa y estructurada de los trabajos llevados a cabo, facilitando tanto la comprensión global como la consulta puntual de cada una de las fases del proceso de análisis.

Tras una introducción sobre la creación del Comité, exponiendo el contexto que motivó su constitución y los fundamentos que sustentan su labor, el primer apartado presenta el origen, la finalidad y funcionamiento del comité, creado al amparo de la Ley 36/2015, de 28 de septiembre, de Seguridad Nacional y la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público. En particular, se expone la composición, responsabilidades y dinámica de trabajo, detallando el carácter voluntario del suministro de información por parte de los agentes del sector y el carácter confidencial de las actuaciones del comité, sin que ello haya impedido el cumplimiento del propósito del mismo.

El segundo apartado expone la metodología seguida por los dos grupos de trabajo que han desarrollado las actuaciones del Comité. Asimismo, se detalla el tipo de información solicitada a los distintos agentes del sector eléctrico, destacando que la mayoría de los requerimientos fueron atendidos satisfactoriamente. Esta colaboración ha sido determinante para la elaboración de un análisis riguroso y una cronología precisa de los eventos acaecidos el pasado 28 de abril.

El tercer apartado presenta una descripción detallada de los eventos ocurridos el 28 de abril. Para ello el Comité ha estructurado la línea temporal de los eventos en 5 fases, que coincide con las que se articula el contenido de este apartado. La fase 0 que aborda los días anteriores y mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00 de la mañana; la fase 1, entre las 12:00 y las 12:30, en la que se detectan y amortiguan distintas oscilaciones; la fase 2, que abarca los minutos entre las 12:32 y las 12:33:18, en la que se producen las primeras pérdidas de generación por sobretensión; la fase 3 en la que se describe el colapso del sistema hasta el cero entre las 12:33:18 y las 12:33:30; finalmente, la fase 4 en la que se detalla la reposición del suministro desde las 12:33:30 del 28 de abril, hasta las 14:36 del 29 de abril.

El cuarto apartado refleja el análisis realizado por ambos grupos de trabajo. Este análisis se organiza en dos subapartados: el primero, relativo a la operación del sistema



eléctrico, elaborado por el GTOSE; y el segundo, centrado en los sistemas digitales y la ciberseguridad, desarrollado por el GTCSD. El primer subapartado aborda tanto los eventos ocurridos el 28 de abril como los distintos factores del sistema que permiten explicarlos.

El quinto apartado recoge el conjunto de conclusiones derivadas del análisis desarrollado en el apartado cuatro. Estas conclusiones se presentan diferenciadas en función de su ámbito, por un lado, las relativas a los sistemas digitales y, por otro, las correspondientes al ámbito estrictamente eléctrico.

El apartado sexto expone un conjunto de medidas para abordar los factores que llevaron al cero eléctrico y que permitirían un refuerzo del sistema en su conjunto. Nuevamente, este apartado separa aquellas medidas centradas en el ámbito digital y la ciberseguridad, propuestas por el GTCSD, de las que afectan al ámbito estrictamente eléctrico, propuestas por el GTOSE.

Finalmente, el apartado siete recoge un conjunto de reflexiones adicionales en el ámbito europeo.

Asimismo, el informe incorpora doce anexos que proporcionan información detallada o contexto complementario sobre los distintos aspectos tratados en el cuerpo principal del documento. Dicha información, debido a su extensión o a su carácter accesorio, se ha incluido en los anexos para facilitar la claridad y la organización del informe.



1. FINALIDAD Y FUNCIONES DEL COMITÉ

Contexto

El Consejo de Seguridad Nacional, en virtud del artículo 21.1 a) de la Ley 36/2015, de 28 de septiembre, de Seguridad Nacional, que le atribuye la función de “dictar las directrices necesarias en materia de planificación y coordinación de la política de Seguridad Nacional”, adoptó en su reunión de 30 de abril de 2025 la directriz de crear en el ámbito de la Administración General del Estado, un comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad y la elaboración de unas conclusiones, que serán elevadas al pleno del Consejo de Seguridad Nacional, como una medida adecuada de protección de la seguridad nacional.

En el ámbito de las competencias que le son propias, la Vicepresidenta tercera y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Democrático, y en ejercicio de las que le atribuye el artículo 16 de la citada Ley de Seguridad Nacional, ejecutó la referida directriz, aprobando la Orden comunicada de 30 de abril de 2025, por la que se crea y regula el funcionamiento del Comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025 (en adelante, la Orden), con la naturaleza de grupo de trabajo, de acuerdo con el artículo 22.3 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

“El Comité analizará las circunstancias de la crisis de electricidad producida el 28 de abril de 2025 y elaborará unas conclusiones que serán elevadas al pleno del Consejo de Seguridad Nacional por la Vicepresidenta tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico”.

El Comité “podrá acordar la incorporación de expertos en la materia, recabar su criterio, requerir información e invitar a participar en sus actividades a representantes de las Administraciones Públicas y del sector público y privado”.

Funciones

La crisis de electricidad ocurrida el 28 de abril, inédita en nuestro país, motivó que el Consejo de Seguridad Nacional considera imprescindible dotarse de un “instrumento ágil y especializado para el análisis de los factores que han concurrido en la crisis, la identificación de vulnerabilidades y la propuesta de medidas de mejora en los procedimientos, recursos y capacidades del Sistema de Seguridad Nacional”. Todo



ello, en consonancia con los principios de unidad de acción, coordinación interministerial y colaboración entre Administraciones Públicas que inspiran la política de seguridad nacional, y en cumplimiento de los mandatos legales y estratégicos vigentes.

La complejidad y el alcance de los hechos acaecidos requieren una aproximación multidisciplinar y la colaboración de los distintos departamentos ministeriales, organismos públicos implicados y expertos que puedan aportar información relevante, a fin de garantizar una evaluación exhaustiva de la situación y la formulación de propuestas eficaces para su resolución y prevención de futuras incidencias.

Para cumplir su objetivo, el comité está habilitado para recabar información y el criterio de expertos, e invitar a participar en sus actividades a representantes de las Administraciones Públicas y del sector público y privado.

Operativamente, como se ha señalado, el comité ha constituido dos grupos de trabajo: el grupo de trabajo de Ciberseguridad y Sistemas Digitales (GTCSO) y el grupo de trabajo de Operación del Sistema Eléctrico (GTOSE).

Voluntariedad del suministro de información proporcionada al Comité por los operadores del sistema eléctrico.

Sin perjuicio del principio general de colaboración que se prevé en el artículo 7 de la Ley 36/2015, de 28 de septiembre y, con carácter general, en el artículo 18 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, el Comité ha recabado de los operadores del sistema eléctrico la información bajo las premisas de cooperación y voluntariedad.

La acción del Comité se ha desarrollado sobre la base de colaboración voluntaria, sin perjuicio del cumplimiento de los derechos y deberes que otorga la normativa a los distintos agentes del sistema eléctrico, y de los procedimientos de toda índole que pudieran iniciarse por los órganos competentes en ejercicio de sus funciones conforme a la legislación sectorial que resulte de aplicación, y en los ámbitos que les son propios, que son distintos de los que corresponden a este Comité.

Confidencialidad de las actuaciones del Comité

Las actuaciones del Comité se han desarrollado bajo la premisa de la confidencialidad.



El Comité ha preservado el carácter confidencial de los datos y los informes proporcionados por los operadores en los supuestos en los que, solicitada dicha información por terceros, los operadores no han prestado su consentimiento expreso para su difusión.

El mismo principio de confidencialidad aplica al contenido de las sesiones del Comité, cuyos miembros están sometidos, bien al deber de reserva establecido en el art. 26.2.b). 2º de la 19/2013, de 9 de diciembre, de transparencia, acceso a la información pública y buen gobierno, bien al principio de confidencialidad recogido en el art. 52 del Texto Refundido de la Ley Estatuto Básico del Empleado Público, aprobado por Real Decreto Legislativo 5/2015, de 30 de octubre.

El expuesto carácter confidencial ha de cohonestarse con la razón de ser del Comité, al que responde este informe, que tiene por objeto analizar las circunstancias de la crisis de electricidad del 28 de abril -lo cual sin duda incluye, como se indica en la parte expositiva de la Orden comunicada de 30 de abril, “el análisis de los factores que han concurrido en la crisis, la identificación de vulnerabilidades y la propuesta de medidas de mejora en los procedimientos, recursos y capacidades del Sistema de Seguridad Nacional”- y elaborar las correspondientes conclusiones sobre ese análisis y elevarlas al Pleno del Consejo de Seguridad Nacional.

El informe se pronuncia sobre todos los aspectos analizados en cumplimiento del mandato que se le confirió, con el grado de detalle preciso para que ese análisis sea inteligible y útil a los efectos de servir al propósito para el que el Comité ha sido creado.

El equilibrio entre ambos factores –principio de confidencialidad y cumplimiento del mandato del Comité- gravita en que el informe precisa únicamente determinados datos sobre concretas instalaciones u operadores, circunscribiéndose estrictamente a los que resultan imprescindibles para poder concretar los factores que han concurrido en la crisis, identificar vulnerabilidades y proponer medidas de mejora.

Con carácter general, y en cuanto a la comunicación pública propia del principio de transparencia de la actividad pública, se considera que la misma habrá de atenerse a lo dispuesto en la citada Ley 19/2013, de 9 de diciembre, tanto en lo relativo a la denominada “publicidad activa” regulada en su artículo 5.1 como en la observancia de los límites al derecho de acceso a la información pública (artículos 5.3, 14 y 15).



En el mismo espíritu de colaboración, y con el ánimo de facilitar la máxima transparencia, el comité remitió, el pasado 4 de junio, una carta los agentes del sector con los que ha colaborado en el que solicitaba autorización expresa para la difusión de los aspectos específicos de la información remitida, rogándoles la máxima transparencia para que pueda ser comunicada a la ciudadanía con el mayor nivel de detalle. Este informe tiene en cuenta las respuestas recibidas por los diferentes actores consultados.

Del conjunto de agentes consultados, 67, seis trasladaron su voluntad expresa de que la información fuera confidencial; tres, expusieron la necesidad de autorizar previamente el contenido para su difusión; 57 no mandaron autorización expresa y uno ha permitido la difusión de los datos de su propiedad.

Este informe tiene en cuenta las respuestas recibidas por los diferentes actores consultados.

Comunicación de datos a autoridades competentes

El Comité, que tiene la naturaleza de grupo de trabajo, en virtud de lo establecido en el artículo 22.3 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, está sometido al principio de legalidad del artículo 103 de la Constitución.

Por su parte, el artículo 61 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, regula el inicio del procedimiento por petición razonada de otros órganos.

En virtud de lo dispuesto en este artículo, cualquier órgano administrativo que no tiene competencia para iniciar el procedimiento de que se trate y que tenga conocimiento ocasional, o bien por tener atribuidas funciones de inspección, averiguación o investigación, de circunstancias, conductas o hechos objeto de otro procedimiento, está facultado para efectuar propuesta al órgano competente para incoarlo.

El hecho de que el Comité haya accedido a los datos o información que pueda ser trasladada a otros órganos mediante la petición razonada a que se refiere el artículo 61 de la Ley 39/2015, en un contexto de confidencialidad, no es obstáculo para dicha actuación en tanto que se desarrolla de manera respetuosa con la garantía de la no autoincriminación de acuerdo con el alcance que la jurisprudencia constitucional (STC 21/2021) atribuye a tal garantía, que opera también, debidamente modulada, en el derecho administrativo sancionador.



Condiciones de contexto

La labor de este comité queda, por tanto, supeditada a sus objetivos, al marco de colaboración voluntaria por parte de los agentes consultados, al obligado respeto a la confidencialidad en los términos determinados por la normativa y los propios agentes que, libremente, ha establecido condiciones adicionales cuando así lo han considerado oportuno.

Un segundo factor que ha determinado el trabajo del comité ha sido el temporal. Entre otros objetivos, se marca ofrecer una base sólida de análisis para el cumplimiento, por parte del Reino de España, de lo establecido en el Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE, del que emana el Plan de preparación frente a los riesgos en el sector eléctrico en España.

En su artículo 6.5, el plan -en referencia al artículo 17 del Reglamento- marca un plazo máximo de tres meses para que la Autoridad Competente, en este caso la Dirección General de Política Energética y Minas, presente un informe de evaluación ex post a la Comisión Europea y al Grupo de Coordinación Eléctrica, exhortándole a que trate de acortar este plazo. Sobre este mandato temporal ha trabajado el comité, redoblando los esfuerzos para obtener un análisis concluyente que, de un lado, permita proponer las medidas que marcan sus funciones, y, en segundo término, constituir la base para el ulterior cumplimiento de esta obligación de reporte con las autoridades europeas.

Con carácter general, el comité ha contado con la cooperación del conjunto de los agentes del sector eléctrico, al que agradece su colaboración. En un sistema tan complejo, con una variedad amplia de agentes de todo tipo de tamaño y naturaleza jurídica, la capacidad de respuesta y la granularidad de la información recibida ha sido dispar, cuestión por la que, en ocasiones, ha sido necesario realizar un mayor número de comprobaciones y modelizaciones para poder alcanzar evidencias concluyentes, un esfuerzo operativo que ha permitido solventar esta carencia. En este mismo sentido, en ocasiones, igualmente debido a falta de recursos, no se ha remitido la información con anterioridad a las visitas in situ, cuestión que hubiera facilitado un análisis más ágil.



La variedad tecnológica, la complejidad de determinados sistemas y, en algunos casos, el hecho de no contar con determinados elementos de monitorización y la falta de centralización también ha supuesto un reto, especialmente en el ámbito del análisis de sistemas digitales, que igualmente se ha solventado con esfuerzos operativos, que han empleado más de 1.200 horas de trabajo.

Con todo, el comité ha identificado determinados elementos de contorno que han condicionado su trabajo.

El marco de confidencialidad, además de suponer una limitación en su difusión pública, ha dificultado, en ocasiones, el acceso a determinados elementos de contraste, que han debido ser suplidos con otras fuentes.

El marco de voluntariedad, unido a la complejidad y extensión de la documentación, ha suscitado algunas dilaciones en la recepción de información.

A pesar de la disposición de la mayor parte de los agentes, la información no siempre ha contado con el nivel de precisión suficiente. En este sentido, el comité hace hincapié en las mediciones que, por diferentes razones, no contaban con el tarado correcto, cuestión que ha sido corregida.

De igual modo, como se señalaba, no todos los agentes han contado con medios adecuados para ofrecer la información con la granularidad y detalle precisos, fundamentalmente por no contar con el equipamiento necesario. También se han producido determinadas omisiones, información que por distintos motivos no se ha recibido a la fecha de finalización de este informe.

Otra complejidad ha venido derivada de la propia configuración del sistema “aguas abajo”, donde es habitual encontrar personas jurídicas -sociedades, uniones de empresas- conformadas por los distintos usuarios de una estación colectora o una subestación. A la dificultad de identificar a su representante, se ha sumado el natural debate entre sus socios sobre la pertinencia de colaborar con este comité, lo que ha provocado dilaciones en la recepción de información, a pesar de que la sociedad contaba con ella poco después de haber recibido la solicitud por parte de este comité.

La estructura de propiedad de este tipo de instalaciones, determinantes para la caracterización de uno de los principales niveles de estudio de este comité, ha hecho que, en ocasiones, los socios decidieran recurrir a análisis independientes para emitir



su valoración sobre lo sucedido. El comité agradece este esfuerzo por parte de los socios, si bien ha sido un segundo factor de dilación de la recepción de información.

Los distintos ritmos a la hora de recibir datos, rápido al inicio y significativamente más lento en el último tramo del análisis, ha dificultado la estructuración del trabajo, aumentando el nivel de iteraciones con los agentes a fin de poder completar el análisis.

Con estas condiciones de contorno, tanto temporales como de detalle de la documentación y proceso de recabado de datos, el comité ha podido estructurar un relato de los hechos contrastado.

El grado de certeza, no obstante, permite construir una base sólida para cumplir con las funciones del comité, especialmente en lo relativo a las recomendaciones que, en este primer momento, pueden contribuir a reforzar el sistema en el corto y medio plazo.

2. METODOLOGÍA Y GESTIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN

En el caso del **Grupo de Trabajo de Ciberseguridad y Sistemas Digitales**:

Se delimitó el plan de trabajo en tres niveles:

- Nivel 1: Operador del Sistema Red Eléctrica de España
 - Análisis de documentación, información y datos
 - Análisis / Revisión de sistemas in situ.
- Nivel 2: Centros de Control de diferentes Compañías.
 - Análisis de documentación, información y datos.
 - Análisis / Revisión de sistemas in situ.
- Nivel 3: Centros de Generación que dependen de esos centros de control.
 - Análisis de documentación, información y datos.
 - Solicitud de datos a centros de control.

Paralelamente, se diseñó un plan de actuaciones para reforzar la prevención y detección de la ciberseguridad en el sector eléctrico, entre otras:

- Análisis de superficie de exposición.



- Reforzar la vigilancia de fuentes abiertas en foros y sitios de internet, darkweb, etc., para ver si existe alguna reivindicación creíble por algún actor relevante, venta de información o datos proveniente de posibles exfiltraciones, etc.
- Analizar casos similares de ciberataques contra el sistema eléctrico para estudiar modus operandi: Tácticas, Técnicas y Procedimientos (TTPs).

El objeto de los análisis en las entidades anteriormente mencionadas se ha centrado en la evaluación de sus centros de control, las operativas y procedimientos de seguridad que se llevan a cabo en las mismas, así como la evaluación de registros de actividad existentes.

En el estudio se han tenido en cuenta los siguientes elementos del subsistema de ciberseguridad de la entidad, entre otros:

- Componentes de validación y autenticación de usuarios en el sistema, especialmente los relativos a accesos remotos.
- Activos de protección de perímetro y de segregación y control de redes: dispositivos cortafuegos fundamentalmente y de protección de capas 2, 3, 4 y 5.
- Sistema de protección frente a código dañino y de protección avanzada de sistemas EDR (Endpoint Detection and Response).
- Sondas de detección de amenazas y vigilancia del tráfico.
- Registros de actividad.
- Sistemas de gestión y registros de incidencias.
- Informes de seguridad y auditorías de vulnerabilidades.
- Esquemas de red y diagramas de configuración.

Para llevar a cabo las actuaciones planificadas el comité constituyó seis equipos de reacción rápida (RRT, por su acrónimo en inglés), que trabajó de forma coordinada con un equipo de coordinación técnica.

Se han recabado aproximadamente 133GB de información, que han contribuido a este análisis. En el Anexo VIII se incluye un listado de actuaciones realizadas por el GTCSD en el marco de este análisis.

Las organizaciones objeto de análisis han prestado colaboración, facilitando acceso a la información que se les ha solicitado, así como a la visualización y cotejado de



información a través de las consolas de índole técnicas que se encontraban disponibles en los distintos Centros de Control.

Con antelación a la visita a la entidad, se les remitió un procedimiento y formulario de análisis de ciberseguridad y sistemas digitales, al objeto de que el RRT dispusiera, previamente, de la máxima información posible para preparar la visita y el análisis adecuadamente.

En paralelo, el grupo ha puesto en marcha distintas acciones complementarias. En concreto:

1. Refuerzo de la ciber vigilancia

- Se ha solicitado información a todos los Centros de Control, recibiendo reportes que incluyen, en algunos casos, información sobre sus centros de generación.
- Con los datos aportados por los distintos centros de control, se ha procedido a realizar un análisis preliminar no intrusivo para identificar posibles riesgos y amenazas de ciberseguridad que pudieran estar relacionados con la crisis del día 28/04/2025.
- Se han analizado más de 1.000 IPs públicas, que se han chequeado con bases de datos de amenazas y vulnerabilidades, con el fin de identificar indicios de sistemas vulnerables o posibles vectores de entrada.
- Se han realizado informes sobre casos documentados de ciberataques contra la red eléctrica ocurridos en otros países, al objeto de identificar Tácticas, Técnicas y Procedimientos (TTPs) similares, patrones e indicadores de compromiso, así como actores involucrados. Esta información ha sido puesta a disposición de los RRTs para focalizar la búsqueda de evidencias e indicios y de estas TTPs.
- Se ha reforzado la vigilancia en foros y sitios que son utilizados frecuentemente por determinados actores, para la reivindicación de ciberataques, venta de datos extraídos, extorsiones, etc., sin que se haya identificado acción relevante alguna.



En el caso del **Grupo de Trabajo de Operación del Sistema Eléctrico**, la información solicitada ha abarcado, al menos, el periodo entre las 9:00h y las 12:35 del 28/4/2025, a los efectos de analizar las causas y secuenciación del incidente, y el periodo entre las 12:35 y el momento de la plena reposición del suministro, para evaluar el procedimiento de reposición. Asimismo, se ha solicitado a los distintos agentes información sobre la semana anterior al incidente, así como cualquier otra información que pudiera ser relevante para esclarecer lo sucedido. En particular, y como sugerencia de parte del sector, se han analizado patrones observados con anterioridad similares a los ocurridos a partir de las 12.00 del 28 de abril y, concretamente, el episodio de sobretensiones del 22 de abril y el de subtensiones del 24 de abril.

La información cuantitativa recopilada incluye datos de medidas de potencias activa, reactiva, frecuencia y tensión, secuencias de disparo y desconexión de las instalaciones, causas de dichas desconexiones, registros oscilográficos y lista completa de las alertas SCADA en su sistema de control.

La información cualitativa comprende una explicación e interpretación de los datos, información sobre la participación de las unidades de generación en la reposición del servicio así como el análisis, reflexiones sobre lo ocurrido y propuesta de actuación o medidas, regulatorias, de nuevos equipos o sistemas, de mejora de las comunicaciones o de otra índole, con el objetivo de evitar la repetición de un incidente de esta naturaleza y para mejorar, en su caso, la respuesta conjunta del sistema hasta la completa reposición del suministro.

Cuando ha sido necesario concretar o contrastar información recibida, se han realizado nuevas peticiones de aclaración y ampliación de elementos concretos de la información para permitir al grupo de trabajo desarrollar una explicación lo más exhaustiva posible de lo ocurrido.

Asimismo, a invitación de distintas empresas y con el objeto de facilitar el intercambio y aportación de información, varias de las reuniones del GTOSE se han llevado a cabo en las dependencias de estos agentes. También se han desarrollado encuentros telemáticos. Por criterios organizativos, no ha sido posible atender todas las invitaciones, si bien se ha procurado mantener una relación fluida con todos los actores y, particularmente, con los más relevantes en términos de volumen e interés para la caracterización de las circunstancias que se produjeron el día 28 de abril.



A los efectos del análisis de la información, se ha creado un repositorio seguro, de acceso restringido, en el que se ha almacenado toda la documentación recibida en respuesta a las solicitudes de información, así como cualquier otra cuestión que el GTOSE considere relevante.

El GTOSE ha creado, igualmente, un equipo de análisis o *task force*, formada por personal técnico de distintas unidades de la Secretaría de Estado de Energía (Gabinete, Dirección General de Política Energética y Minas, en adelante, DGPEYM, Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, en adelante DGPLACE, e IDAE), que se ha encargado de analizar exhaustivamente la información recibida, elaborando resúmenes ejecutivos y cumplimentando un cuadro de control y seguimiento.

En el proceso se han emitido por la secretaría técnica del Comité de Análisis un total de 111 oficios rogando cooperación de los distintos agentes, con 770 solicitudes, que han sido respondidas en su mayor parte.

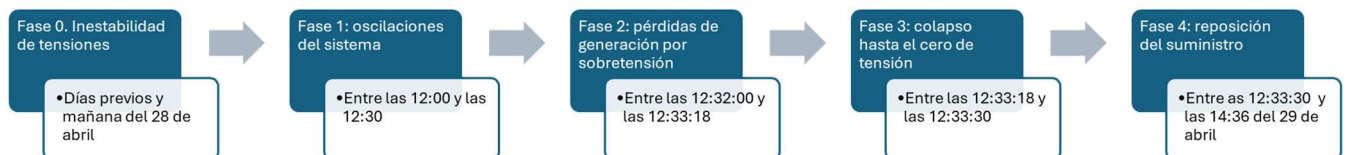
Las actuaciones desarrolladas por el GTOSE se describen también en el Anexo VII.

La información recibida ha permitido elaborar el análisis y la cronología de los eventos ocurridos el pasado 28 de abril y sus causas, contrastando datos aportados por distintos agentes cuando han sido relevantes para esclarecer lo ocurrido en ubicaciones o momentos concretos, cumpliendo así con el propósito encomendado por el Consejo de Seguridad Nacional a este comité.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS OCURRIDOS EL 28 DE ABRIL

Para una mejor descripción y análisis de la sucesión de eventos del día 28 de abril, el Comité ha estructurado la línea temporal en las siguientes cinco fases:

- **Fase 0 - inestabilidad de tensiones:** semana previa y mañana del evento entre las 9:00 y las 12:00
- **Fase 1 - oscilaciones del sistema:** entre las 12:00 y las 12:30:00
- **Fase 2 - pérdidas de generación por sobretensión:** entre las 12:32:00 y las 12:33:18
- **Fase 3 - colapso hasta el cero de tensión peninsular:** entre las 12:33:18 y las 12:33:30
- **Fase 4 - reposición del suministro:** desde las 12:33:30 de 28 de abril hasta las 07:00 del 29 de abril para el 99,95% de la demanda, si bien finalizan todos los trabajos técnicos a las 14:36h.



Fases del incidente del 28 de abril

Contexto del sistema eléctrico el 28 de abril

Antes de la descripción de las fases y la cronología del incidente, se realiza una contextualización del sistema eléctrico el 28 de abril, desde distintas perspectivas físicas y de mercado. En el Anexo X y Anexo XI se detalla del funcionamiento del sistema eléctrico para mejor contexto de este apartado.

Como es habitual en el sistema eléctrico, las condiciones del *mix* para el 28 de abril se fijaron, de forma inicial, por los procedimientos establecidos el día anterior, el domingo 27 de abril.

A mediodía del 27 de abril casó el **mercado diario mayorista (OMIE)** para cada una de las horas del 28 de abril, con un precio medio diario de 18,50 €/MWh³, con las horas centrales del día mostrando precios cero o negativos:

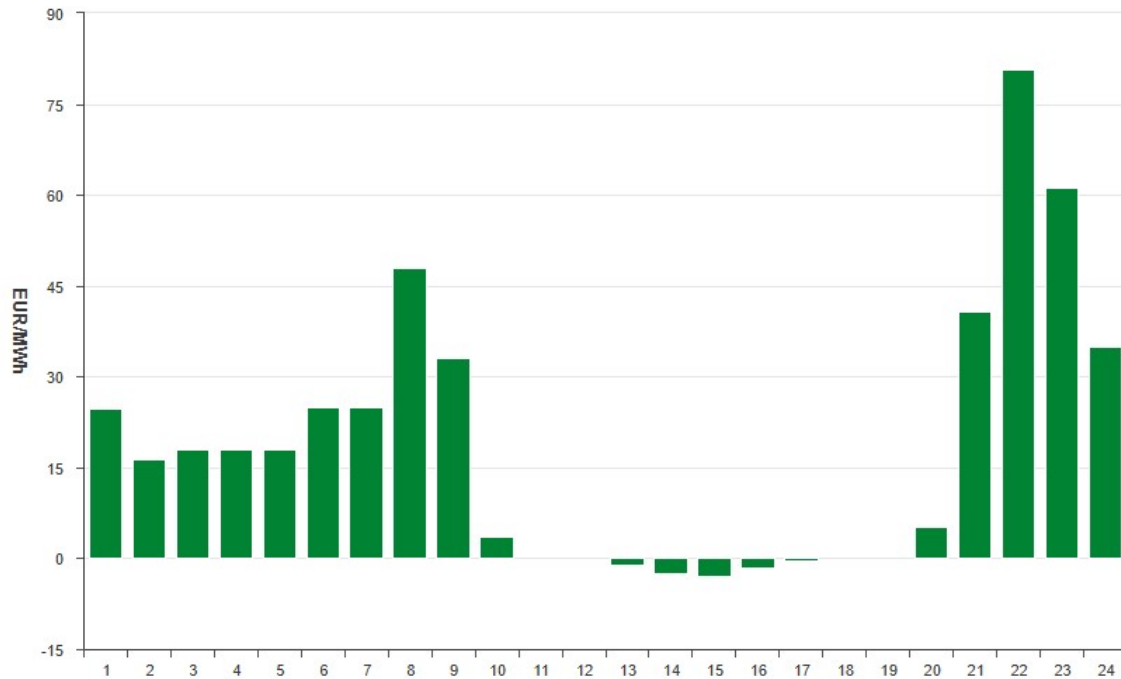


Gráfico 1 Precios horarios del mercado spot (OMIE) el 28 de abril. Fuente: OMIE

Además, tal y como se aprecia en el Gráfico 2, el **precio del mercado intradiario**, que resulta de sucesivas subastas llevadas a cabo con posterioridad, muestra también variación entre precios positivos y negativos, en este caso con variaciones en periodos cuartohorarios.

³ Como referencia, el precio medio aritmético de 2024 fue de 58,6 €/MWh y el de 2025, hasta el mes de mayo inclusive, es de 60,4 €/MWh.

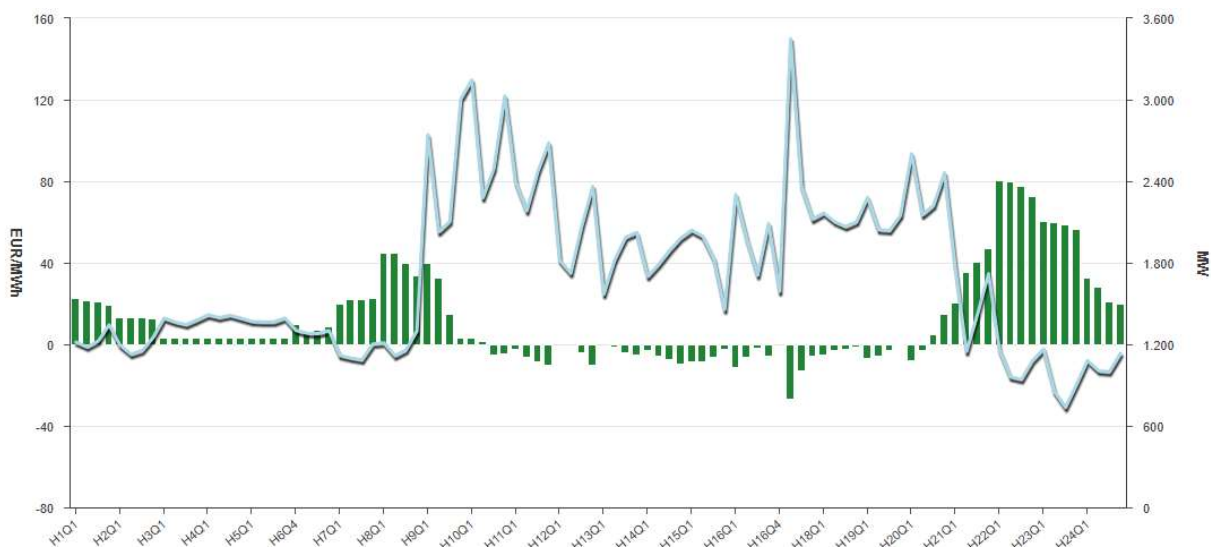


Gráfico 2 Precios y energía negociada en el mercado intradiario (sesión 1 28/04/2025). Fuente: OMIE

Igualmente, y como cada día, de acuerdo con el Procedimiento de Operación 3.2 “Restricciones técnicas”, el Operador del Sistema realizó la programación para la solución de las **restricciones técnicas** (RRTT) del Programa Diario Base de Funcionamiento (en adelante, PDBF) y, una vez publicado el Programa Diario Viable Provisional (en adelante, PDVP) a las 14:43 del 27 de abril, llevó a cabo la programación de restricciones técnicas en tiempo real, tanto en la tarde del 27 de abril como ya durante el propio 28.

Para la programación de las restricciones técnicas, el Operador del Sistema cuenta con aquellas instalaciones de producción que no se hayan declarado indisponibles. Para la programación correspondiente al día 28, sobre la base de información agregada recabada, había un total de instalaciones con una potencia instalada por valor de 12.800MW cuyos titulares habían declarado como indisponibles, incluyendo unos 7.400MW de ciclo combinado y unos 3.000 MW de nuclear.

Tabla 1 Indisponibilidades de unidades de producción. Fuente: REE

Tecnología	Potencia Indisponible* (MW)
Carbón	903,5
Ciclo combinado	7.426,3
Fuel-gas	0,0
Nuclear	3,078,6
Turbinación bombeo	1.392,1
<i>Valores de potencia indisponible considerando periodos horarios completos para todas las indisponibilidades.</i>	

Como ha podido comprobar el Comité, de los motivos de indisponibilidad declarados por los titulares de las centrales de generación, se desprende que, en la mayor parte de los casos, estas se deben a fallos técnicos en reparación, trabajos de inspección o mantenimiento o recarga de combustible. En los casos de [REDACTED], el motivo de indisponibilidad declarado es [REDACTED]

El sistema eléctrico peninsular contaba con diferentes unidades de producción disponibles, como se aprecia a continuación comparando la indisponibilidad con la potencia total. Todo ello, en un contexto de baja demanda como corresponde por estacionalidad.

Tabla 2 Potencia indisponible y potencia instalada. Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE

Tecnología	Potencia Indisponible* (MW)	Potencia instalada total (MW)
Carbón	903,5	1.820
Ciclo combinado	7.426,3	24.562
Fuel-gas	0,0	8
Nuclear	3,078,6	7.117
Turbinación bombeo	1.392,1	3.331
<i>Valores de potencia indisponible considerando periodos horarios completos para todas las indisponibilidades.</i>		

De acuerdo con la información remitida por el Operador del Sistema, la programación de RRTT, tanto el día anterior (a las 14:43 del 27 de abril se publica el PDVP para el día 28) como desde ese momento en tiempo real, obedece a distintas categorías o dimensiones de la seguridad de suministro, con el siguiente desglose para el día 28 de abril:

- **Control dinámico de tensión:** el sistema requiere capacidades de control dinámico de tensión por consigna que, de acuerdo con el Procedimiento de Operación 7.4, están obligadas a dar las centrales convencionales. Por ello, en la programación de RRTT para el día 28 se programan, para la función de control dinámico de tensión, 10 grupos térmicos (3 grupos nucleares y 7 ciclos combinados de gas): zona centro (1), zona suroeste (2), zona sureste (1), zona noroeste (1), zona norte (1), zona este (2), zona levante norte (1) y zona levante sur (1).



- Como se puede observar, los grupos presentan una cierta distribución por todo el territorio español, dado el carácter más local de la tensión y su control. Sin embargo, uno de los grupos [REDACTED], relativo a la zona suroeste, registró una avería por [REDACTED] y declaró indisponibilidad en la tarde del día 27 (a las 19:47 horas, con duración hasta las 00:00 del 30/4). Como consecuencia, en la programación de restricciones técnicas en tiempo real, a las 20:36 h, el Operador del Sistema decide mantener acoplada una [REDACTED], que se programa de 0:00 h a 2:00 del 28 de abril por control de tensión en Andalucía (y entre las 8:00 y 9:00, por reserva).
- **Control estático de tensión:** para mantener unos niveles adecuados de tensión en las horas nocturnas, de menor demanda y reducida producción eólica, se limitan 14 unidades de producción de generación térmica (nuclear, ciclos combinados de gas y carbón) entre la 1:00 y las 8:00. La limitación consiste en la obligación de mantenerse acoplados (esto es, mantenerse conectados al sistema y operativos) para garantizar un nivel suficiente de absorción de reactiva, dado que, con las medidas topológicas - acoplamiento de reactancias y apertura de líneas- adoptadas por Red Eléctrica de España (REE, en adelante), no se garantizan niveles de tensión dentro de los rangos normativos de operación sin la adopción de estas medidas adicionales.
- **Seguridad en régimen permanente y ante contingencias:** para evitar sobrecargas en la red, se limita la producción renovable en Toledo y Ciudad Real en el PDVP. En tiempo real, el mismo día 28/4, se amplía esta limitación (desde las 9:55 a las 11:00 y desde las 11:51) y se añade una limitación a la generación renovable en Extremadura a partir de las 10:11, para evitar sobrecarga en la red ante contingencia (N-1). También se limita la producción de [REDACTED] durante dos horas de la madrugada para evitar sobrecargas en la red en Navarra.
- **Restricciones en la red de distribución:** a petición del distribuidor de la zona y para garantizar el suministro en una zona concreta debido a congestiones locales, se programa a mínimo técnico durante las 24 horas el grupo [REDACTED] de la [REDACTED], que también estaba limitado por control estático de tensión por el mismo periodo. En tiempo real, a petición del distribuidor de la zona, se limita generación renovable en Levante por trabajos en la red.



- **Margen de reserva:** en tiempo real, tanto el 27 de abril como el mismo 28, se programan diversos grupos térmicos (ciclos combinados de gas) para proporcionar un margen suficiente de reserva a subir, tanto en la rampa de subida de la mañana como de la tarde.
- **Reducción de generación renovable:** en tiempo real se realizan redespachos a bajar entre las 9:00 y las 13:00 (hasta un máximo de 579 MWh a las 13:00, que nunca se llegó a materializar).

FASE 0. INESTABILIDAD DE TENSIONES EN HORAS Y SEMANAS ANTERIORES

Nota: en el Anexo X se incluye una descripción breve de los fundamentos del sistema eléctrico para un mayor contexto de los conceptos que se desarrollan a continuación.

Eventos anteriores

Algunos agentes han referido episodios previos de inestabilidad en las tensiones este mismo año, citando el 31 de enero, el 19 de marzo y el 22 y 24 de abril, y han relacionado la situación previa del día 28 con la de estos precedentes, particularmente con la del 22 y el 24 de abril. En el bloque de Análisis se describen y analizan en mayor detalle los episodios de variación de las citadas fechas.

Situación la mañana del 28A

Durante la mañana del 28 de abril, el sistema eléctrico peninsular registró una volatilidad en las tensiones (subidas y bajas bruscas de la tensión), que diferentes agentes han calificado como atípicas.

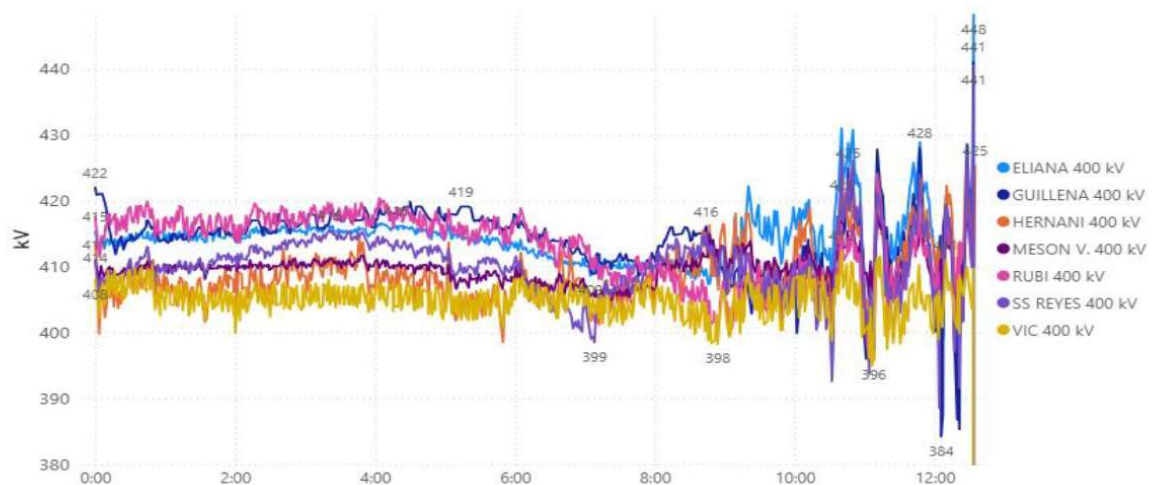


Gráfico 3 Evolución de las tensiones en la red de 400 kV desde las 00:00 del 28 de abril. Fuente: REE

Como se aprecia en el Gráfico 3, en general, el perfil de tensión hasta las 06:00 es estable, con valores típicos en la operación de sistema y con una variabilidad menor a 5 kV. A las 6:00 h se produce un cambio de programa de aproximadamente 1.000 MW en la interconexión con Francia (pasando de 2.590 MW exportador a 1.600 MW exportador). Poco antes del inicio del cambio de programa se detectan variaciones de tensión en todos los nudos piloto de la red de 400 kV, de relativa poca envergadura como se aprecia en el gráfico.

Entre aproximadamente las 6:00h y las 8:00h se reducen las tensiones con carácter general, en línea con la subida de la demanda eléctrica a esas horas (mayores niveles de carga de las redes).

Se ha detectado un desvío de frecuencia en el sistema alrededor de las 9:00h. Según transmite el Operador del Sistema, a las 9:02h se produce un desvío de frecuencia de -148 mHz, motivado por cambio de programas internacionales en Europa (fundamentalmente en Francia, Italia y Alemania). Salvo este desvío, no se observan variaciones bruscas de frecuencia hasta en torno a las 12:00h (ver fase 1 – oscilaciones).

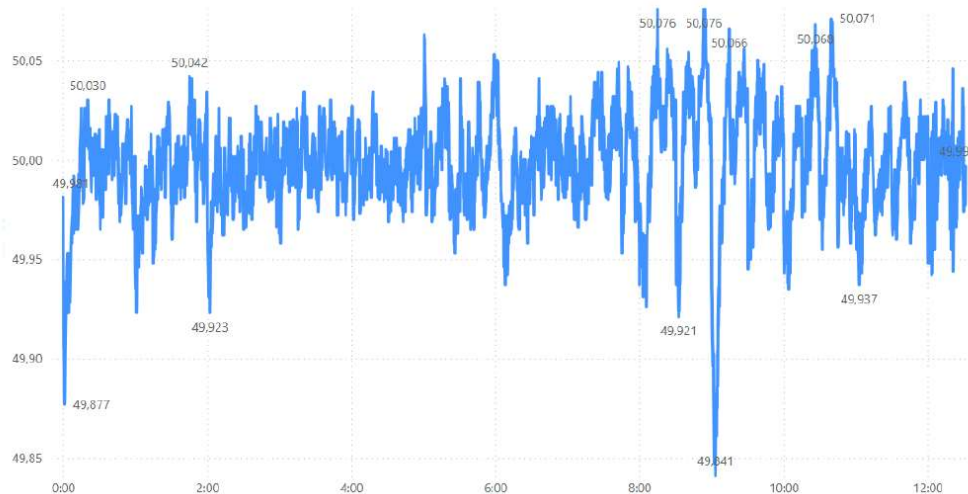


Gráfico 4 Evolución de la frecuencia el 28 de abril hasta las 12:00. Fuente: REE

A partir de las 9:00h se aprecia mayor variabilidad en las tensiones, inicialmente sin excursiones significativas. Es a partir de las 10:30 h cuando se aprecia una mayor excursión, es decir, variaciones de mayor amplitud en los valores de la tensión con respecto a los valores estándar, como se puede apreciar en el Gráfico 5.

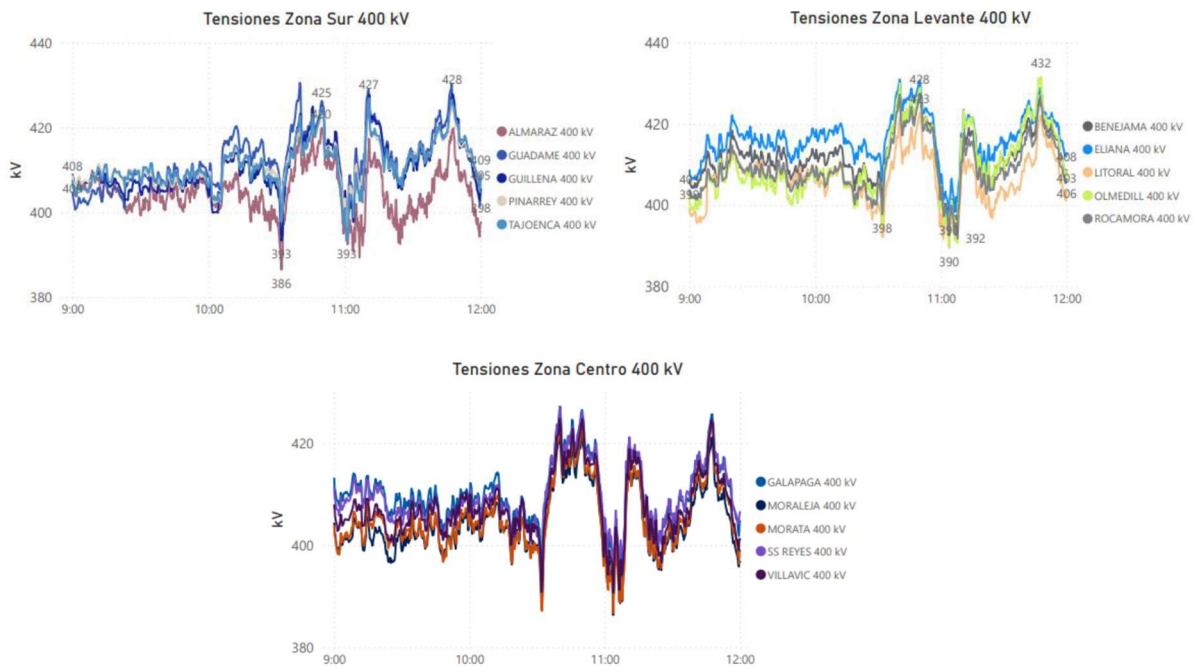


Gráfico 5 Evolución de las tensiones en la red de 400kV la mañana del 28 de abril. Fuente: REE

En la Ilustración 1 se incluye un “mapa de calor” que representa la evolución de las tensiones en distintos puntos de la red peninsular durante la mañana del día 28 de abril, en la red de 400kV.

El comité ha tenido constancia de contactos de diversos agentes y el centro de control del Operador del Sistema, solicitando información sobre las variaciones de tensión observadas, [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Según los datos aportados tanto por el Operador del Sistema como por los gestores de las redes de distribución, si bien en las primeras horas de la mañana del evento se



vieron variaciones relevantes de tensión, los niveles de tensión en la red de transporte parecen mantenerse dentro de los niveles marcados por los procedimientos de operación 1.1 y 1.3 (entre los 380 y los 435 kV en la red de 400, y entre los 205 y los 245 kV en la red de 220) en todo el periodo hasta las 12:30h.

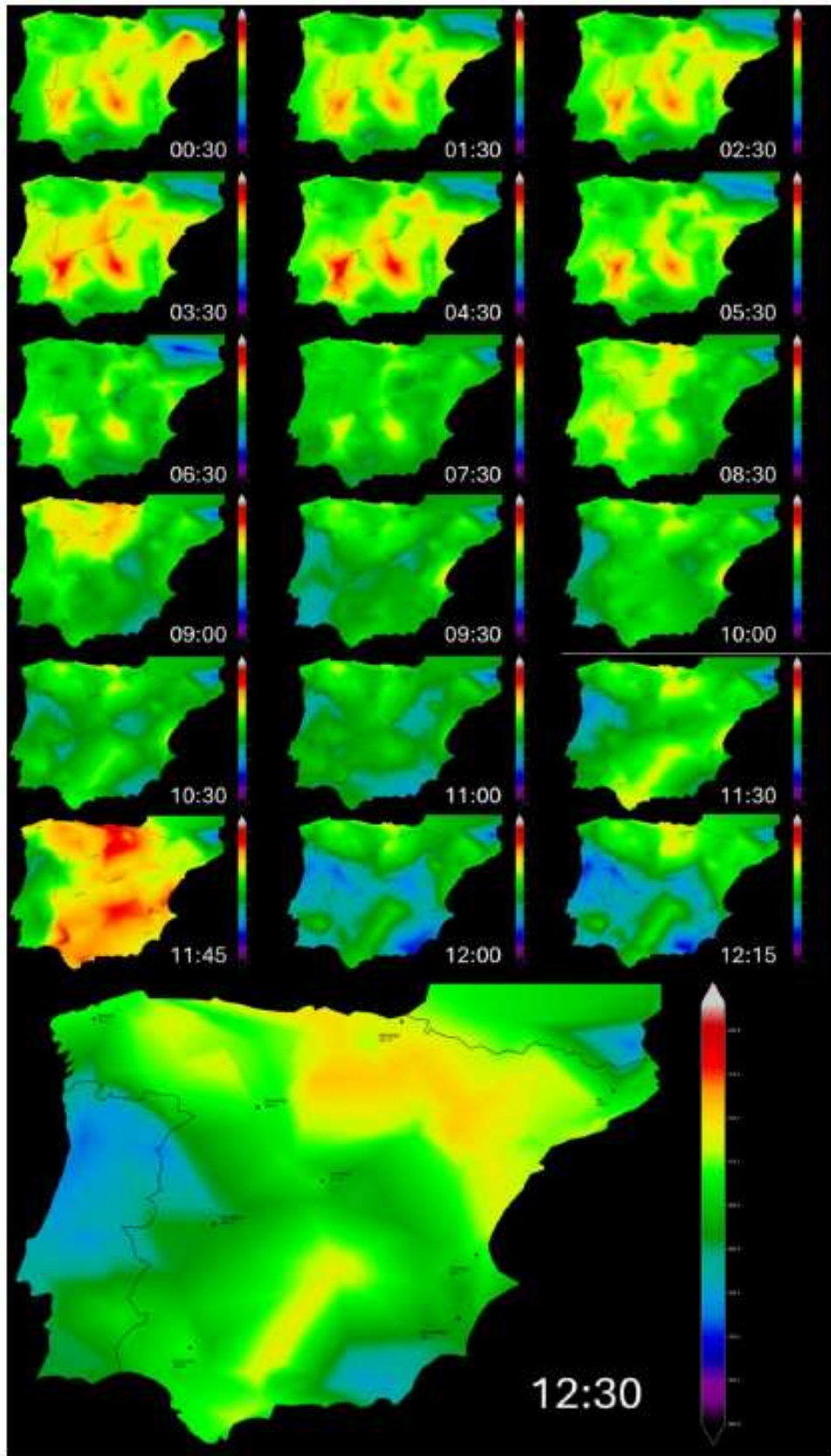


Ilustración 1 Mapa de calor de las tensiones en la red de 400 kV el día 28 de abril. Fuente: REE

FASE 1. OSCILACIONES DEL SISTEMA

Primeras oscilaciones

El día 28 de abril, antes de las 12:00, se detectan hasta cinco oscilaciones de pequeña amplitud y reducido impacto en las variables eléctricas, que son amortiguadas por el sistema sin la necesidad de adoptar medidas significativas por el Operador del Sistema. Estas oscilaciones se dan en el rango de frecuencias de 0,2 Hz y se producen a las 05:49, las 8:52, las 10:30, las 11:06 y las 11:23.

El Gráfico 6 muestra la amplitud de las oscilaciones detectadas en el sistema en dos frecuencias: en torno a 0,2 Hz (rojo) y en torno a 0,6 Hz (verde). Los diversos “picos” muestran los momentos en que las oscilaciones adquieren mayor amplitud.

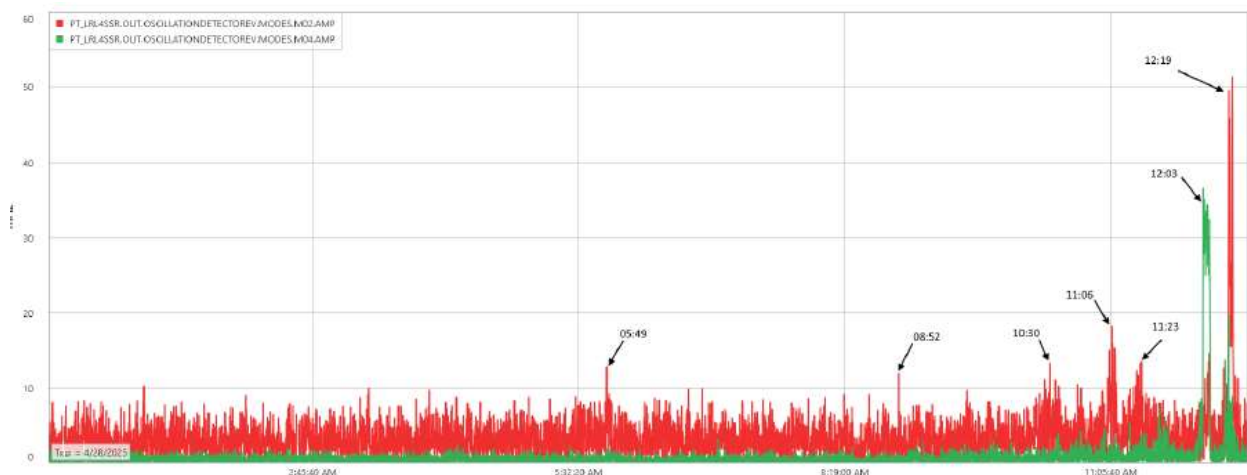


Gráfico 6 Oscilaciones registradas el 28 de abril, 0,2 Hz (rojo) y 0,6 Hz (verde). Fuente: REE

Las oscilaciones de 0,2 Hz de las 05:49 y 08:52 son de muy baja amplitud y tienen un efecto casi imperceptible en las tensiones.

La oscilación de las 10:32 tiene una amplitud algo mayor, provocando una pequeña oscilación de la tensión, de hasta 4 kV de amplitud pico – pico en algunos nudos.

La oscilación de las 11:03 provoca oscilaciones de tensión de hasta 7 kV de amplitud pico - pico y también se refleja en oscilaciones de potencia en la interconexión de pequeña amplitud, que el sistema es capaz de amortiguar en unos 6 minutos.

Finalmente, la oscilación de las 11:23 se amortigua en 2 minutos y tiene una amplitud similar a la previa, provocando oscilaciones en la tensión de unos 6 kV pico – pico de amplitud.

Ninguna de estas oscilaciones de pequeña amplitud y frecuencia de 0,2 Hz provoca que la tensión supere los umbrales normales de operación.

No obstante, ante estas oscilaciones, el Operador del Sistema, para incrementar el amortiguamiento del sistema, acopla 3 circuitos de 400 kV que estaban desconectados previamente:

- PINAR – TAJO (11:08)
- ARCOS – CABRA (11:17)
- PIEROLA – VANDELLOS (11:20)

Posteriormente, entre las 12:00 y las 12:30 el sistema eléctrico registra dos nuevos fenómenos de oscilación, esta vez de amplitud más significativa, que se detallan a continuación.



Gráfico 7 Oscilaciones registradas entre las 12:00 y las 12:30 del 28 de abril. Fuente: REE

Oscilación de las 12:03

La primera oscilación relevante se produce a las 12:03, tiene una frecuencia de 0,6Hz y una amplitud de 70mHz. Se amortigua en 4 minutos 42 segundos.



Gráfico 8 Primera oscilación (12:03). Fuente: REE

Esta oscilación tiene una frecuencia más elevada (es decir, es una oscilación “más rápida”) que las oscilaciones más comúnmente observadas en el sistema europeo, y fue detectada en distintas partes de la UE.

Varios operadores ██████████ han reportado que esta oscilación de tensión también fue registrada con una gran amplitud en Portugal. Según el Operador del Sistema, se detectó al menos en Tavel (Francia), donde se ha observado que la oscilación en ese punto está en prácticamente contrafase con la registrada en la SE 400 kV Carmona en el sur de la Península Ibérica. Asimismo, según REE esta oscilación se detectó también en las subestaciones francesas de Loony y Albertville, donde la amplitud de la oscilación es ya menos de la mitad a la observada en Tavel. Por último, consta que también fue detectada en Friburgo (Alemania), también con una menor amplitud.

Durante esta perturbación se producen fuertes oscilaciones de tensión, no únicamente de frecuencia y potencia, principalmente en la zona sur y oeste de la península ibérica. A diferencia de las variabilidades de tensión anteriores detectadas esa misma mañana o en días anteriores, en este caso se trata de oscilaciones repetitivas de subida y bajada de tensión en el espacio de segundos, que siguen un patrón concreto coincidente con la oscilación en la frecuencia, a modo de “vaivén”.

La oscilación de la tensión llega a alcanzar en las subestaciones Almaraz 400kV y Arroyo de san Serván 400kV, ambas en Extremadura, una amplitud pico-pico de 31,2kV y 32,7 kV respectivamente, lo que provoca que en algún momento la tensión en la subestación Almaraz 400kV baje ligeramente por debajo del umbral de 375 kV (93,75%

de la tensión nominal). También se producen oscilaciones en la potencia a través de la interconexión con Francia.

Durante este periodo se reportan algunas llamadas por parte de agentes al Operador del Sistema a propósito de las oscilaciones.

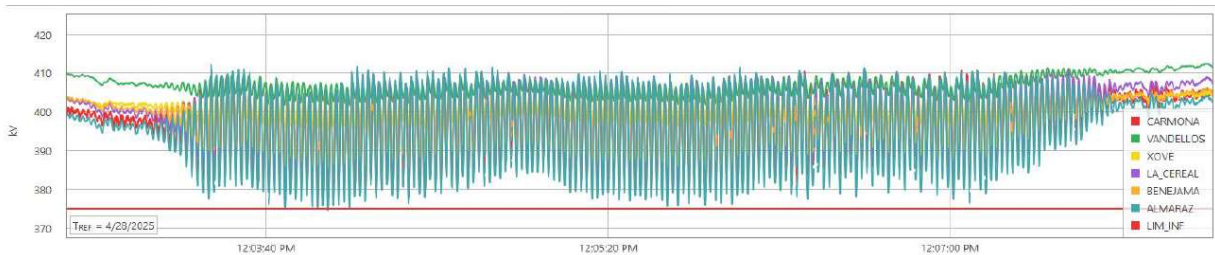


Gráfico 9 Tensiones en los nudos de 400 kV durante la primera oscilación (12:03). Fuente: REE

Según el Operador del Sistema, al aparecer la oscilación de las 12:03, se detecta una caída brusca del amortiguamiento del sistema (se trata de un indicador de la vulnerabilidad del sistema frente a estos fenómenos) ante oscilaciones de rango de 0,2 Hz. Es decir, los cálculos del Operador del Sistema único indican que, ante la aparición de la oscilación de las 12:03, el sistema se hace más vulnerable o susceptible a oscilaciones de 0,2 Hz.

De hecho, hacia el final de esta oscilación de 0,6Hz, se observa que adicionalmente ha aparecido una pequeña oscilación de frecuencia en torno a los 0,2Hz que se superpone a la de 0,6 Hz.

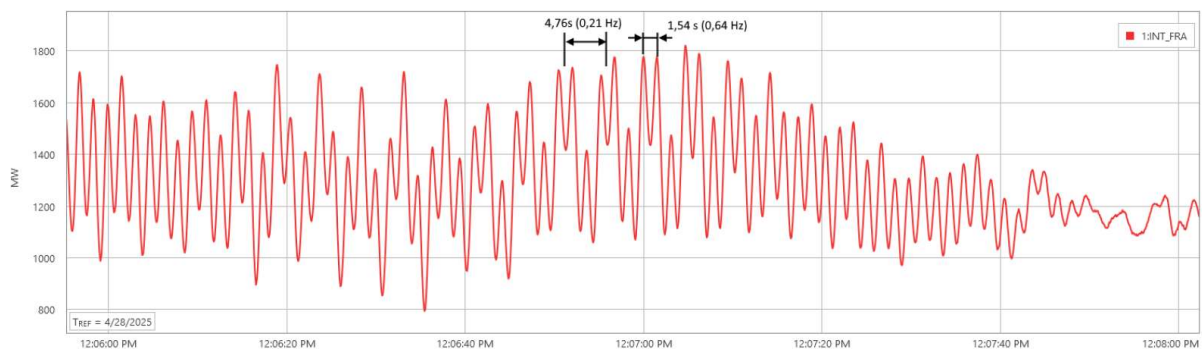


Gráfico 10 Oscilación de 0,2Hz que aparece superpuesta hacia el final de la oscilación de 0,6Hz. Fuente: REE

En respuesta a esta situación, se adoptan una serie de medidas para incrementar el amortiguamiento:

- Conforme a los protocolos acordados con el TSO francés, RTE, a las 12:04 se contacta con este para aplicar desde las 12:07 hasta las 13:00 una reducción del intercambio con Francia de 800 MW, fijando un programa de 1.500 MW de exportación.
- Asimismo, y también en línea con dichos protocolos, a las 12:06 se acuerda con RTE una modificación del modo de funcionamiento del circuito en corriente continua (HDVC) de la interconexión, pasando a las 12:11 del modo de emulación AC (Pmode 3⁴) a modo DC (Pmode 1⁵) con una consigna de 1.000 MW exportador, que se mantuvo hasta el final del incidente.
- Se incrementa el mallado de la red, mediante la conexión de cinco circuitos de 400kV que estaban previamente desconectados [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]. La conexión de los primeros tres circuitos se lleva a cabo a las 12:07. Según información del Operador del Sistema, las dos otras líneas se añaden para mejorar el amortiguamiento del sistema a las 12:08.

Algunos segundos después de las 12:07, queda amortiguada esta primera oscilación.

A las 12:15, el Operador del Sistema español solicita al TSO portugués, REN, reducir el intercambio exportador a 2.000 MW para bajar el flujo de la línea de 400 kV CEDILLO-FALAGUEIRA y para mejorar el amortiguamiento tratando de reducir la carga de las líneas. REN solicita mantenerlo a 2.500 MW en la hora actual, acordándose finalmente que la reducción planteada se aplicará a partir de las 13:00.

A las 12:16:45, teniendo en cuenta la información de diversos agentes, aparece de nuevo la oscilación de frecuencia 0,6 Hz. En este momento, la amplitud atribuible al modo 0,6 Hz está en torno a los 30 mHz (algo menos de la mitad que el episodio anterior).

Oscilación de las 12:19

Tal como se aprecia en el Gráfico 11, tras esta nueva aparición de la oscilación a 0,6Hz en torno a las 12:16, varios agentes informan de la aparición, a las 12:19, de la segunda

⁴ Modo de operación en el que la potencia activa por el enlace viene definida de manera similar a la de una línea de corriente alterna.

⁵ Flujo a potencia constante según consigna.

oscilación relevante en amplitud, con una frecuencia menor, en este caso de 0,2 Hz, pero amplitud tres veces mayor, de hasta 200 mHz.

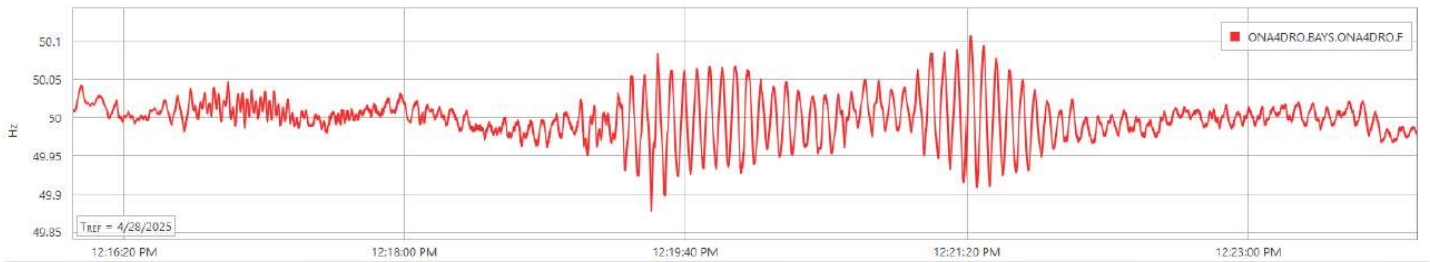


Gráfico 11 Frecuencia a partir de las 12:16. Fuente: REE

Como se observa con mayor claridad en el Gráfico 12, se amortigua en 3 minutos y 20 segundos.

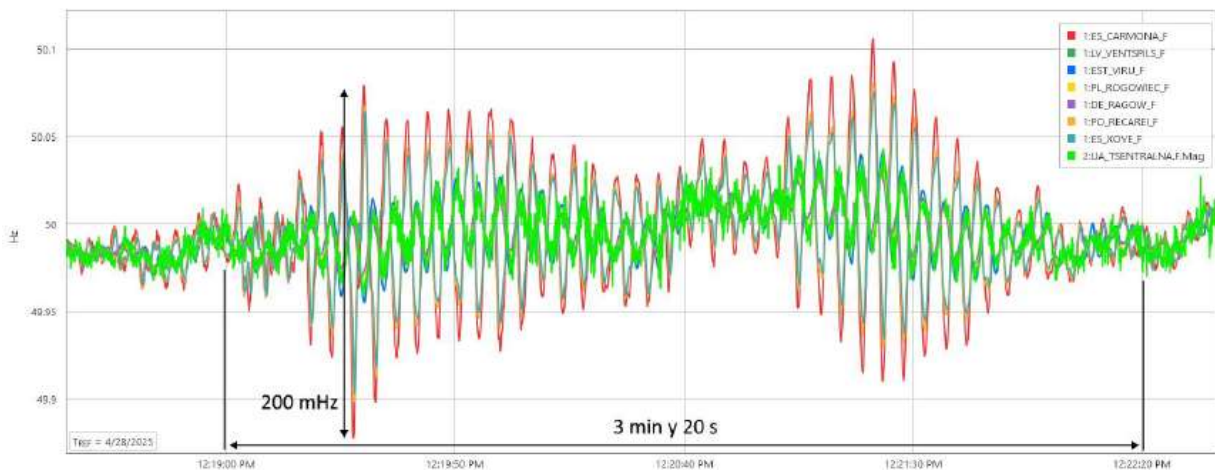


Gráfico 12 Segunda oscilación (12:19): Fuente: REE

Durante esta oscilación, se observan oscilaciones de tensión de amplitud elevadas, llegando a alcanzar en Almaraz 400kV una amplitud pico-pico de 23 kV. Si bien la tensión se mantuvo durante casi todo este periodo dentro de márgenes, en algún momento en la SE 400 kV Almaraz la tensión bajó ligeramente del umbral de 375 kV (93,75% de la tensión nominal).

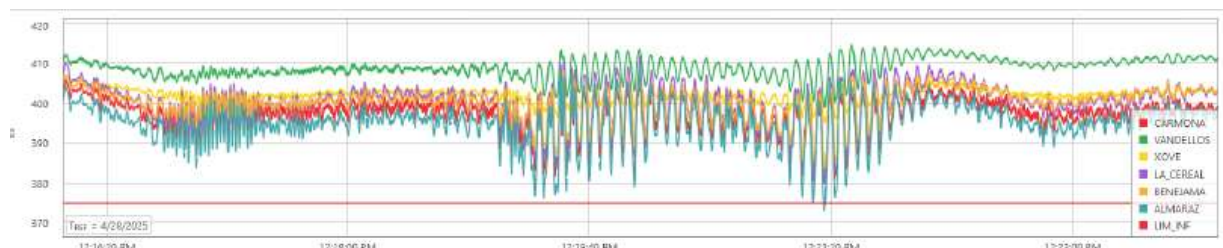


Gráfico 13 Tensiones en los nudos de 400 kV durante la segunda oscilación (12:19) Fuente: REE



Esta oscilación de 0,2 Hz se corresponde con una de las oscilaciones naturales del sistema europeo, en concreto con el modo de oscilación Este-Centro-Oeste, en el que la Península Ibérica oscila contra el centro del sistema síncrono europeo -Alemania, Italia, Austria, Dinamarca...- que, a su vez, oscila contra Turquía. Esta oscilación ha sido detectada y relatada por agentes del resto de Europa.

Como consecuencia de estas nuevas oscilaciones, REE tomó las siguientes medidas de amortiguamiento:

- A las 12:19 se contacta con RTE para volver a reducir el intercambio con Francia, a 1.000 MW desde las 12:20 hasta las 14h. Durante esta fase, se mantiene el modo de operación de la interconexión HVDC Pmode 1 que se había establecido previamente.
- Se contacta a las 12:20 con REN para reducir el intercambio con Portugal a 2.000 MW a las 12:30⁶. Posteriormente, a las 12:26, se acuerda con REN reducir el programa adicionalmente a partir de las 12:45.
- La conexión de otros dos circuitos de 400 kV (a las 12:21 [REDACTED] y a las 12:25 [REDACTED]), que se unen a los cinco conectados minutos antes y a los tres conectados antes de la oscilación de las 12:03.

Adicionalmente, REE dio orden de acoplar generación térmica con capacidad de control de tensión por consigna, buscando el grupo que acoplaría más rápido en la zona sur⁷. Resultó ser el [REDACTED] el que dio el tiempo más corto, 1 hora y 30 minutos, dado que estaba caliente por haber desacoplado a las 9:00 horas. A las 12:26 se contacta con el titular de esta planta [REDACTED] para confirmar la programación de este grupo en mínimo técnico por restricciones técnicas en tiempo real a partir de las 14.00. Sin embargo, nunca llegó a acoplarse pues el cero de tensión se produjo antes.

Por otra parte, otro agente [REDACTED] advirtió al Operador del Sistema que, en el contexto de las oscilaciones, [REDACTED] podría desconectarse, por lo que como medida de precaución (en preparación para la eventualidad de que terminara

⁶ El programa pasa de 2.545,2 a 2.000 MW y se comenzó a regular a las 12:27 h

⁷ Varios generadores confirman que en varios momentos desde las 12:18 se les solicitó disponibilidad y estimación de plazo de acoplamiento de grupos en la zona.

desconectándose) el Operador del Sistema le solicita en ese momento que arranque otra central [REDACTED], que finalmente previó acoplarse para las 15h.

Evolución de las tensiones en la Fase 1

Durante esta Fase 1, el comportamiento de las tensiones sigue siendo volátil. Destacan en esta fase las variaciones fuertes de tensión en el entorno de las 12:05 y las 12:20, que coinciden con las dos principales oscilaciones de frecuencia referidas, siendo más acusadas las variaciones en las zonas Centro y Sur de la red de 400 kV.

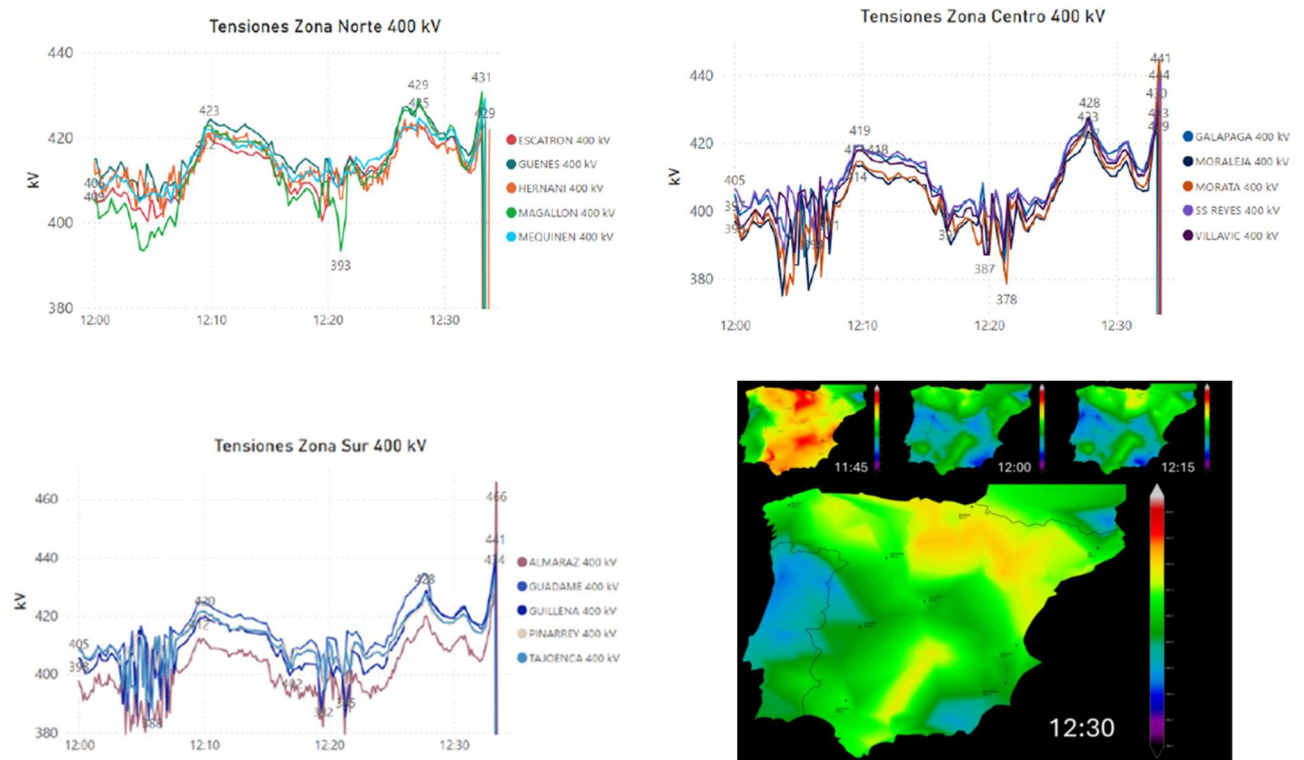


Gráfico 14 Evolución de las tensiones en la red de 400kV entre las 12:00 y las 12:35. Fuente: REE

Las medidas adoptadas para incrementar el amortiguamiento ante las oscilaciones tienen incidencia sobre las tensiones, como se describe en el apartado de Análisis.

Para controlar y devolver las tensiones a valores nominales, el sistema cuenta con distintas herramientas:

- Como se ha indicado anteriormente, para este periodo había programados por restricciones técnicas para control de tensión varios grupos de generación, sujetos a las consignas del procedimiento de operación 7.4.
- Asimismo, el Operador del Sistema realiza maniobras topológicas en la red, acoplando reactancias (en los nudos con tensiones altas) y desconectándolas en



caso contrario. En concreto, tras la oscilación de las 12:03, puesto que ésta provocó valores mínimos de tensión inferiores a los 390kV, el operador decide desacoplar varias reactancias:

- 12:04 Villaviciosa 400 kV REA 1
- 12:04 Guadame 220 kV REA 3
- 12:05 Rueda 400 kV REA 2
- 12:05 Aragón 400 kV REA 1
- Posteriormente, puesto que con el retorno de la oscilación a las 12:16 se vuelven a alcanzar valores bajos de tensión en algunas partes del sistema, se desconectan más reactancias:
 - 12:17 Cabra 400 kV REA 1
 - 12:21 Peñafior 400 kV REA 1
 - 12:24 Palos 220 kV REA 1
 - 12:24 Morata 400 kV REA 4
- Tras el término de la segunda oscilación, a las 12:22 h, se aprecia una tendencia generalizada de aumento de tensión desde tensiones cercanas a la nominal hasta valores altos –pero todavía dentro del límite de operación–, por lo que el operador del sistema decide acoplar 5 reactancias (2 de la zona norte, 2 de la sur y 1 del centro) para disminuir la tensión:
 - 12:26 Vitoria 400 kV REA 2
 - 12:27 Peñafior 400 kV REA 1
 - 12:27 Guadame 220 kV REA 3
 - 12:27 Guadame 400 kV REA 2
 - 12:28 Morata 400 kV REA 4

Esta fase termina con una tendencia descendente de tensiones que continúa más allá de las 12:30.

En todo caso, con la información recibida por los distintos agentes no se identifican que en esta fase 1 (de 12 a 12:30h) se hayan dado en la red de transporte valores de tensión superiores a los umbrales máximos previstos en los procedimientos de operación.



FASE 2. PÉRDIDAS DE GENERACIÓN POR SOBRETENSIONES

Situación del sistema en el momento previo

Antes de describir los eventos de pérdida de generación, se ofrece una caracterización del sistema en ese momento:

- A las 12:30, una vez amortiguadas las oscilaciones previas, el sistema, tras un máximo de tensión unos pocos minutos antes, se encontraba con valores de tensión en tendencia descendente, pero superiores (entre 410 y 420 kV) a los nominales en la red de 400kV.
- Asimismo, el sistema se encuentra con una frecuencia alrededor de los 50 Hz, un bajo amortiguamiento y, como consecuencia de las actuaciones llevadas a cabo en la fase 1 anterior, flujos limitados en las interconexiones, la interconexión HDVC con Francia con su electrónica de potencia en “modo DC” con flujo exportador fijo de 1.000 MW (2 x 500 MW), una red de 400 kV con un nivel de mallado superior al previsto inicialmente tras el acoplamiento de 10 circuitos de 400 kV en varias etapas desde las 11:10 de la mañana y menor flexibilidad para el control de tensión.
- En ese momento, la demanda del sistema peninsular español era de 25.184 MW, una demanda baja, pero habitual teniendo en cuenta la temperatura (suave), el día (lunes) y la hora (mediodía). A esa hora, había 2.978 MW de consumo de bombeo (centrales hidráulicas reversibles que estaban aprovechando los bajos precios solares para bombear agua al embalse superior que pudiera ser turbinada para generar electricidad en momentos posteriores). Como referencia, la demanda punta histórica peninsular es de 44.876 MW (17/12/2007).
- El mix de generación a las 12:30, teniendo en cuenta el resultado del mercado y la aplicación de las restricciones técnicas, tenía un 82% de generación renovable, un 10% nuclear (4 reactores acoplados, dos de ellos a plena carga) y el resto gas (3%, con 6 centrales acopladas), carbón (1%) y cogeneración y residuos (4%).
- En concreto, a las 12:30 había 11 centrales térmicas acopladas con obligación de regular tensión por consigna: 4 centrales nucleares [REDACTED], 1 central de carbón [REDACTED] y 6 centrales de gas [REDACTED]

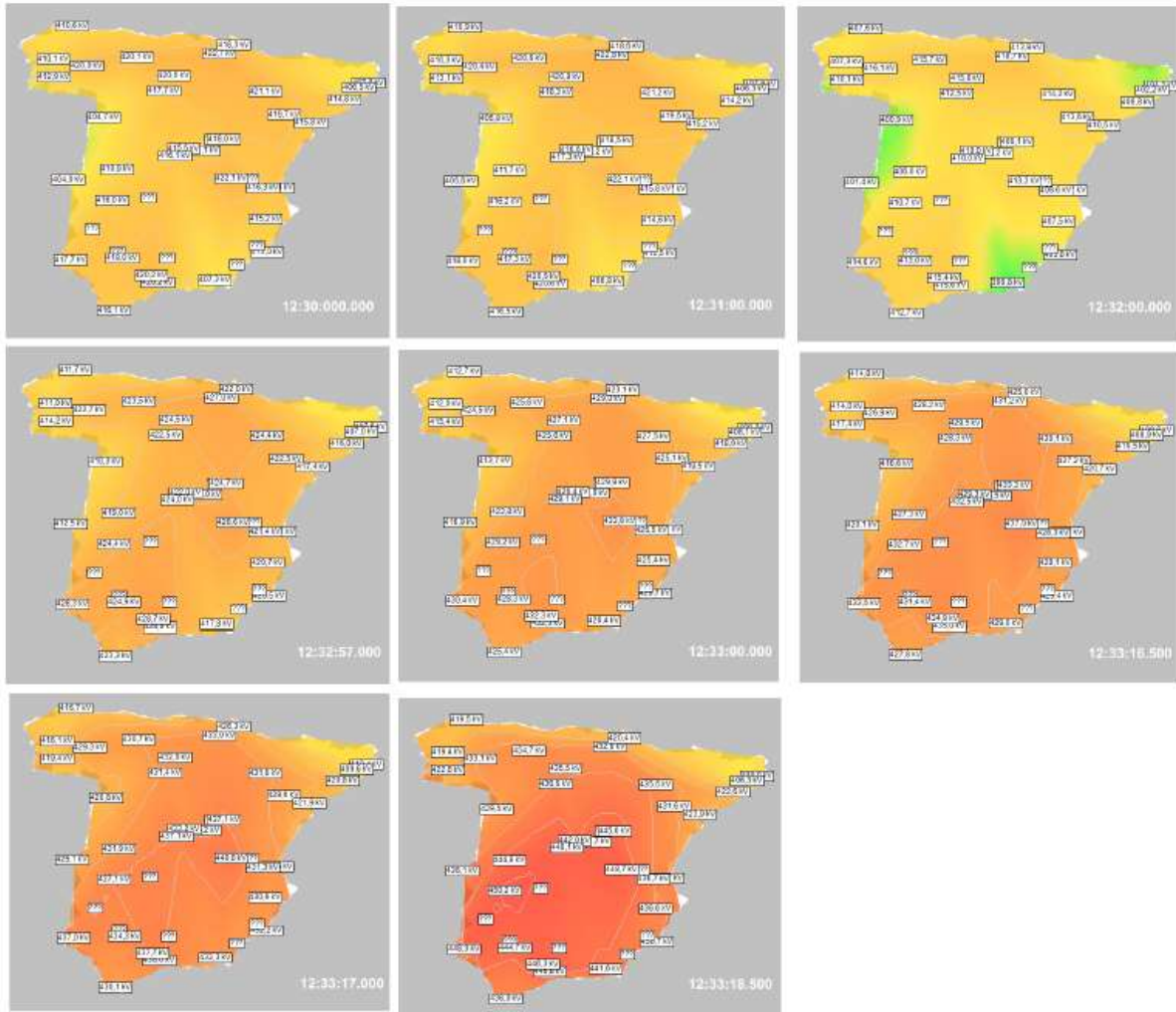


Gráfico 15 Evolución de las tensiones en la red de 400 kV durante la Fase 2 (12:32:00 – 12:33:18). Fuente: REE

De acuerdo con los datos suministrados por los titulares de las redes de distribución, se observan en el mismo minuto subidas de tensión en sus redes.

Simultáneamente, como se aprecia en el Gráfico 16, durante el minuto 12:32 se produce una reducción sostenida de la exportación mediante interconexiones, principalmente en la interconexión con Francia.

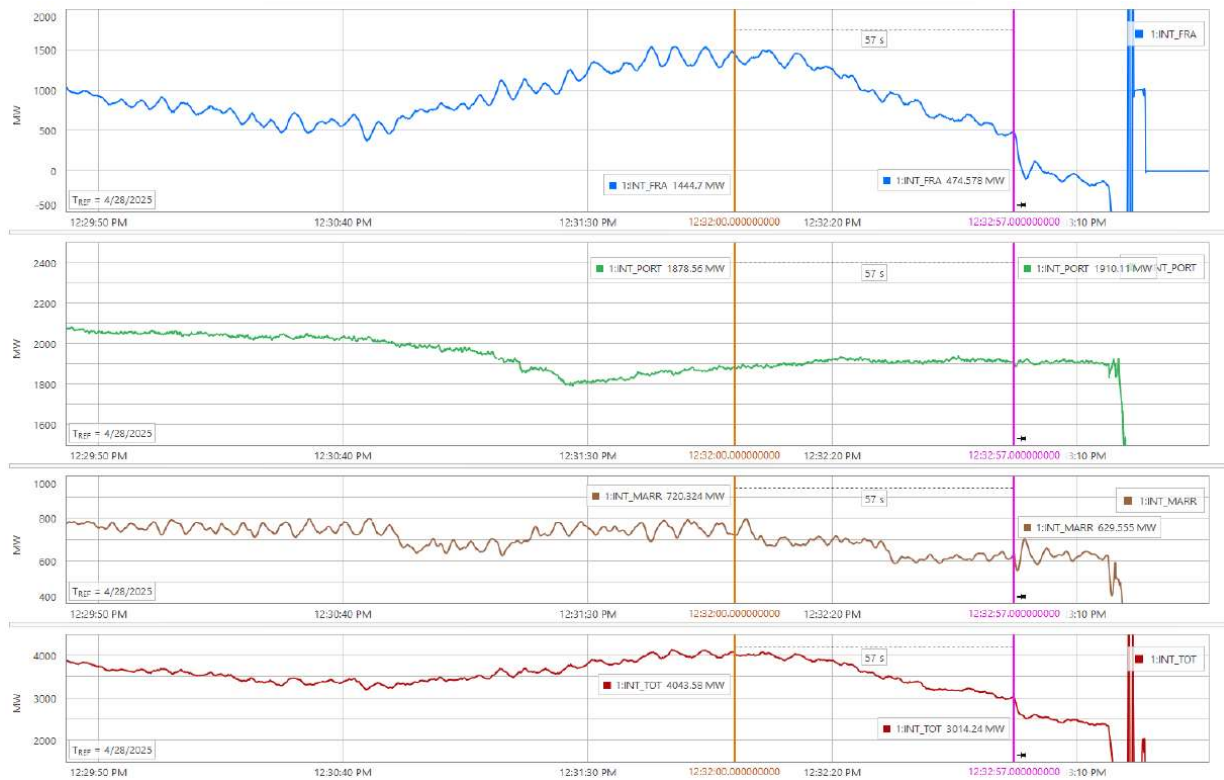


Gráfico 16 Evolución de los intercambios internacionales en el minuto 12:32. Fuente: REE

Primeras pérdidas de generación detectadas

A continuación, siguiendo al incremento de tensiones en el sistema, se inicia un proceso de pérdida de generación que consta de tres principales eventos identificados inicialmente. Estos tres eventos son “visibles” en las variables del sistema, en forma de cambios repentinos en los intercambios en frontera, en la frecuencia y en los niveles de tensión del sistema.

De forma adicional a estos tres eventos principales, se ha detectado, de forma intercalada en el tiempo con éstos, la desconexión de generación de potencias inferiores.

Entre las 12:32:00 y las 12:32:55, el operador del sistema ha identificado pérdidas de generación de pequeña potencia por 525 MW distribuidas por todo el territorio, de los cuales 317 MW provendrían de generación distribuida menor de 1 MW.

Los 208 MW de desconexión de generación identificados son:

Instante	Subestación aguas arriba	Generación perdida	Tecnología
12:32:05,000	██████████	2,6	██████
12:32:09,000	██████████	21,6	██████

12:32:09,000	██████████	5,9	██████████
12:32:09,000	██████████████████	4,8	██████████
12:32:09,000	██████████	2,9	██████████
12:32:25,000	██████████	19,2	██████████
12:32:25,000	██████████	3,4	██████████
12:32:29,000	██████████	22,4	██████████
12:32:29,000	██████████████████	55,6	██████████
12:32:29,000	██████████	2,3	██████████
12:32:45,000	██████████	0,6	██████████████████
12:32:49,000	██████████████████	13,3	██████████
12:32:49,000	██████████	1,1	██████████████████
12:32:53,000	██████████	11,9	██████████████████
12:32:53,000	██████████	20,0	██████████
12:32:53,000	██████████████████	4,8	██████████
12:32:53,000	██████████	10,0	██████████
12:32:53,000	██████████	6,0	██████████

- **Evento 1: 12:32:57,140.** Pérdida de generación por disparo (desconexión) de la posición de evacuación de generación ██████████ (Granada), en la que se estaban inyectando en ese momento 355 MW de potencia activa y absorbiendo 165 MVar de potencia reactiva

En esa posición evacúan hasta █████ plantas ██████████ ██████████ adscritas a █████ centros de control de generación distintos, que tienen constituida una sociedad que es la propietaria de la infraestructura común de evacuación (ICE) hasta la red de transporte (ver Anexo III).

CONFIDENCIAL

Gráfico 17 ██████████

Con la información aportada por distintos agentes, se concluye que el disparo se produce en el lado de la generación (esto es, en la infraestructura titularidad colectiva de los generadores), por sobretensión en el secundario del transformador 220/400.

La pérdida de generación en ██████ provoca una caída de la frecuencia en el sistema, que se recupera tras un transitorio de unos 3 segundos, y al reducir la

generación en la península ibérica, hace que el flujo exportador en la interconexión con Francia se reduzca en unos 450 MW (pasando a cero).

Sin embargo, el efecto más relevante de cara al resto de los eventos es la contribución a sobretensiones debido a la desconexión de generación, como puede apreciarse en la mitad inferior del Gráfico 17 . Estas sobretensiones se detectan en diversos nudos de la red, que alcanzan a las 12:33:00 valores superiores a los 430 kV⁸ si bien, según el operador del sistema, inferiores a los 435kV indicados por los procedimientos de operación

- **Evento 2: 12:33:16,460.** Unos 19 segundos después del Evento 1, se produce otro evento similar, que se refleja en una caída de la frecuencia y un incremento del saldo importador con Francia.

La pérdida de generación se produce esta vez, al menos, en la subestación de [REDACTED] (Badajoz), primero en la subestación colectora de renovables [REDACTED] [REDACTED] (12:33:16,460) y algo después en la colectora [REDACTED] (12:33:17,520). Ambas colectoras evacúan en la subestación [REDACTED], en la posición [REDACTED]

Se estima una pérdida de generación conjunta de unos 730 MW (582 MW [REDACTED] [REDACTED] 118 MW en [REDACTED]). La configuración de esa subestación es similar al caso anterior: en esa posición [REDACTED] evacúan [REDACTED] [REDACTED], adscritas a [REDACTED] centros de control (ver anexo IV). Con la información recibida por distintos actores se identifican datos compatibles con una desconexión producida, previsiblemente, en la propia infraestructura de evacuación.

Esta nueva pérdida de generación provoca una nueva caída de la frecuencia de 55 mHZ en la [REDACTED], que se amortigua sin llegar a recuperar los 50Hz, y que el flujo en la interconexión con Francia se haga importador en 895MW.

Del mismo modo que la pérdida de generación anterior, esta también causa, unos instantes después, una subida de las tensiones, contribuyendo al empeoramiento de las condiciones de la red, como puede apreciarse en el Gráfico 18.

Intercalado con las desconexiones de las [REDACTED] posiciones de [REDACTED], se han identificado al menos [REDACTED] desconexiones de generación:

- 12:33:16,820 - El parque fotovoltaico [REDACTED], conectado a la subestación de [REDACTED], que en ese momento estaba generando [REDACTED] MW.
- 12:33:17,368 - 22,87MW de parques eólicos en la subestación de [REDACTED] (Segovia)

Asimismo, después de la segunda desconexión en [REDACTED] (12:33:17,520), se ha detectado a las 12:33:17,547 una desconexión de generación eólica y fotovoltaica de unos 33,8MW conectados a la subestación [REDACTED].

- **Evento 3: 12:33:17,780.** Unos 20,5 segundos después del Evento 1 (1,3 s después del Evento 2), se produce otra pérdida de generación relevante, que se refleja en una nueva caída de la frecuencia y un incremento de la importación desde Francia. Esta tercera pérdida de generación se da en la subestación [REDACTED] (Sevilla), en la posición de evacuación de renovables [REDACTED], donde se pierden 550 MW.

La configuración de esa subestación es similar a los casos anteriores: en esa subestación y sus tres posiciones evacúan [REDACTED] adscritas a [REDACTED] centros de control (ver anexo V).

Inmediatamente después, se han identificado también las siguientes desconexiones de generación, de menor envergadura:

- 12:33:17,975: desconexión de la planta fotovoltaica [REDACTED], conectada a [REDACTED] (Cáceres) cuando generaba [REDACTED] MW. La tensión reportada por el operador del sistema en este punto a partir de datos de SCADA es de 240,89kV en la red de transporte de 220kV.
- 12:33:18,020: desconexión de las plantas fotovoltaicas [REDACTED], titularidad de [REDACTED], conectadas a la subestación de [REDACTED] (Badajoz), cuando generaban [REDACTED] MW respectivamente, en total [REDACTED] MW. El operador del sistema reporta, en base a datos de SCADA, una tensión de 239,39kV en la red de 220kV.

Estas pérdidas de generación provocan una nueva caída de la frecuencia, de 75 mHZ en la [REDACTED], que ya no se amortigua, que el saldo importador en la interconexión con Francia se incremente en 1.510 MW y que las sobretensiones en diversos nudos de la red se exacerben.

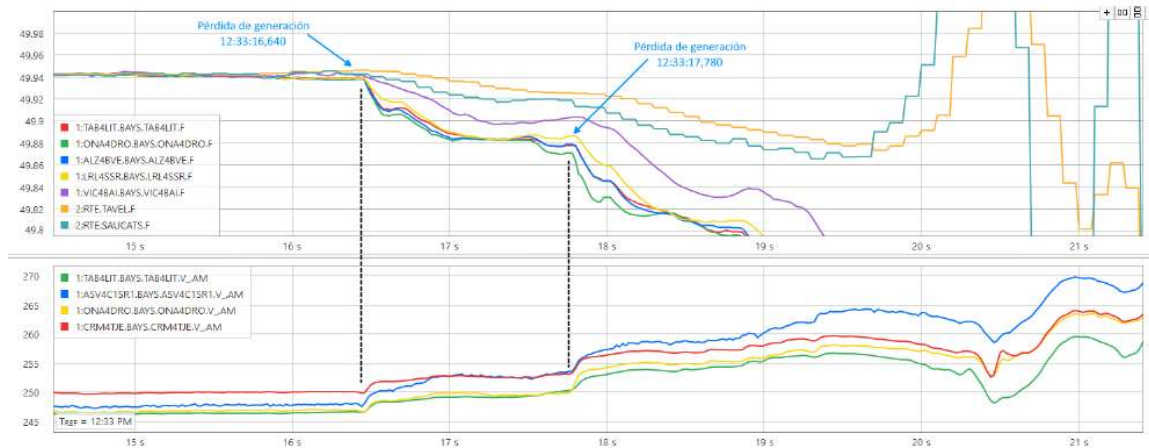


Gráfico 18 Variación de la frecuencia (arriba) y tensión (abajo), señalándose el momento de los Eventos 2 y 3. Fuente: REE

Tras esta nueva pérdida de generación en poco más de 20 segundos, las variables en el sistema siguen evolucionando hacia valores insostenibles, con las tensiones subiendo y la frecuencia cayendo, dando paso a la Fase 3 del incidente, que se describe a continuación.

FASE 3. COLAPSO HASTA EL CERO DE TENSIÓN

Si bien la determinación exacta de los eventos individuales en esta fase es más compleja -debido al elevado solapamiento de datos y medidas relativos a eventos prácticamente coincidentes en el tiempo- existe elevada coincidencia entre los datos analizados y las apreciaciones realizadas por los distintos agentes en cuanto a la caracterización de esta.

Así, en esta fase se identifican dos fenómenos con un cierto nivel de solape: en primer lugar, se produce una desconexión masiva de generación, principalmente por sobretensión. Superpuesto con esto, aunque unos instantes después, la caída de la frecuencia alcanza niveles que causan, ya en los últimos momentos, desconexión de generación por subfrecuencia.

Con arreglo a la información recibida, el grueso de esta fase transcurre en el espacio de apenas 5 segundos. Por ello, pueden existir ligeras imprecisiones o divergencias en el orden de los eventos o el instante de tiempo concreto asignado a cada uno de ellos, achacables a distintas fuentes de datos (registros en local, telemida del titular o el operador del sistema) que, además, en ocasiones, presenta diferencias en la configuración horaria. Se recuerda que los datos para la reconstrucción aproximada de esta fase que se detalle en las secciones siguientes ha sido proporcionado por los agentes. Esto no es óbice para una adecuada comprensión de esta fase, ligada a una “reacción en cadena” de desconexión de generación y sobretensión, que conlleva a su vez una reducción de la frecuencia.

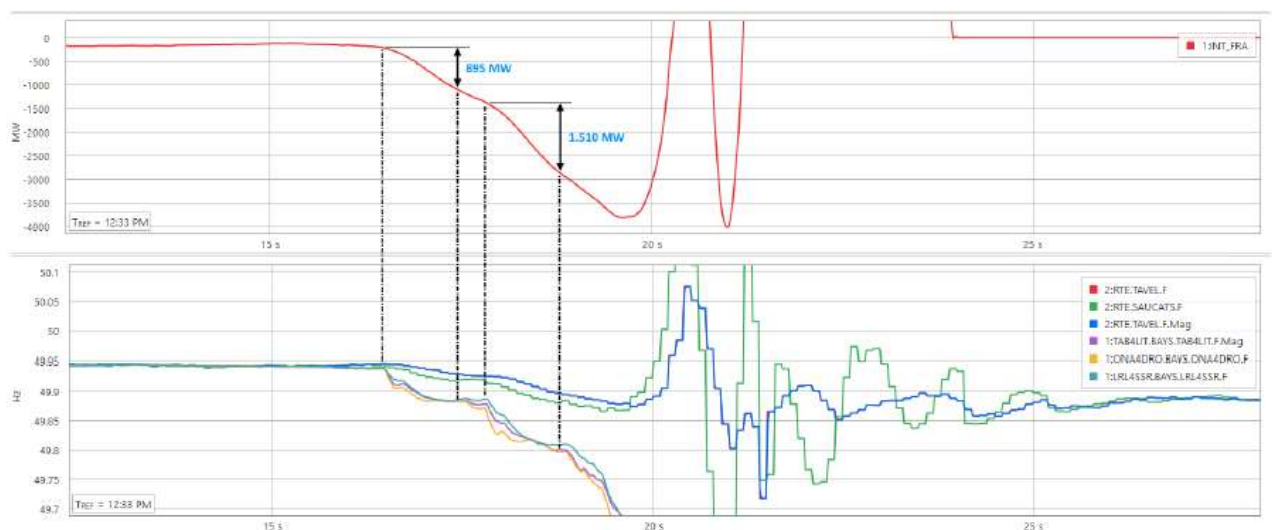


Gráfico 19 Intercambio con Francia y frecuencia en España y Francia durante la Fase 3. Fuente: REE



Desconexiones por sobretensión

Se enumeran a continuación a modo ilustrativo algunos de los eventos identificados en esta fase:

- 12:33:18,102: se produce la desconexión de la instalación de enlace [REDACTED]. En este instante estaba generando [REDACTED] MW. La tensión medida en el instante de la desconexión era de 247,6 kV.
- 12:33:18,360: comienza una disminución en escalones en la potencia evacuada a través de la instalación de [REDACTED]. Las plantas que evacúan en esta instalación de enlace estaban generando [REDACTED] MW antes de iniciarse el incidente y se produce una primera disminución de 16 MW. La desconexión final de toda la generación se produce más tarde, a las 12:33:23,260 h.
- 12:33:18,380: se produce la desconexión de la planta [REDACTED] que evacúa en [REDACTED] cuando generaba [REDACTED] MW. Con la información disponible, la tensión en [REDACTED] en este punto era de 443,8 kV, superando por tanto la tensión que están obligadas a soportar las instalaciones con conexión a 400kV.

A partir de este punto se puede considerar que, según la información remitida por el operador del sistema, al haberse superado en el sistema las tensiones que han de soportar las instalaciones de generación, es esperable la desconexión de generación, que a su vez continuará contribuyendo a un incremento en las tensiones y, con ello, a una desconexión en forma de “efecto cascada” o “reacción en cadena”.

- 12:33:18,540: se produce la desconexión de la planta [REDACTED] cuando estaba generando [REDACTED] MW y absorbiendo [REDACTED] Mvar.
- 12:33:18,846: se produce el disparo de la instalación de enlace [REDACTED]. Las plantas que evacúan en esa instalación de enlace estaban generando [REDACTED] MW.
- 12:33:18,951: se produce el disparo de la instalación de enlace [REDACTED]. Las plantas que evacúan por esa instalación de enlace estaban generando [REDACTED] MW.



- 12:33:19,000: se produce una nueva disminución de 16 MW en la producción vertida a través de la instalación de enlace [REDACTED]
- 12:33:19,040: se produce la desconexión del [REDACTED] cuando producía [REDACTED] MW. Este parque vierte en 132 kV y está asociado al nudo de la red de transporte [REDACTED]. La tensión en 132 kV era 146,8 kV.
- 12:33:19,095: se produce la desconexión del [REDACTED] de [REDACTED] cuando a través de él se estaban vertiendo [REDACTED] MW.
- 12:33:19,131: disparan las [REDACTED], por sobretensión del 14% (las de 132kV) y del 15% (las de 220kV)
- 12:33:19,252: se produce la desconexión de la planta [REDACTED] cuando generaba [REDACTED] MW.
- 12:33:19,260: se produce una nueva disminución de [REDACTED] MW en la producción vertida a través de la instalación de enlace [REDACTED]
- 12:33:19,320: se vuelve a observar un cambio de derivada en la frecuencia, haciéndose más negativa (cae más rápidamente). Esto es compatible con la pérdida de otro contingente de generación adicional.
- 12:33:19,296: se produce la desconexión de la planta [REDACTED] cuando generaba [REDACTED] MW.
- 12:33:19,407: se produce una disminución de 63,3 MW en la producción vertida a través del transformador 400/132 kV de colectora [REDACTED], que a su vez vierte en la red de transporte en [REDACTED]. Las plantas que vertían a través de este transformador estaban produciendo [REDACTED] MW previamente al incidente; el transformador dispara 1,24 segundos después.

12:33:19,620: en este instante se alcanza el máximo intercambio importador con Francia, llegando a la pérdida de sincronismo. El funcionamiento del enlace con Francia describe en mayor detalle en el apartado sobre desconexión de las interconexiones.

- 12:33:19,920: se produce una disminución de [REDACTED] MW en la producción vertida a través de la instalación de enlace [REDACTED]
- 12:33:19,951: se produce la desconexión de la instalación de enlace de [REDACTED]. En el instante del disparo las plantas que seguían conectadas generaban [REDACTED] MW, pero previamente al inicio del incidente la instalación de enlace llevaba 263,8 MW lo que significa que antes de este instante se habían perdido [REDACTED] MW, los cuales se habían desconectado previamente.
- 12:33:19,969: dispara el parque [REDACTED] por sobretensión
- 12:33:19,971: se produce el disparo de la línea de [REDACTED] por sobretensión, sin efecto sobre la generación o el consumo.
- 12:33:20,020: desconexión de toda la generación que estaba vertiendo en [REDACTED]. Se pierden 313 MW.
- 12:33:20,040: se produce la desconexión de la instalación de [REDACTED] cuando por dicha instalación se evacuaban [REDACTED] MW. La tensión en ese instante era 252 kV en [REDACTED]
- 12:33:20,100: se produce la desconexión del [REDACTED]. Este grupo en los instantes previos al incidente estaba generando [REDACTED] MW. La tensión en [REDACTED] era 419,6 kV y la frecuencia en [REDACTED] era 49,549 Hz.

12:33:20,180: la frecuencia cruza el primer umbral de deslastre de instalaciones de bombeo —49,50 Hz—. La desconexión de instalaciones de bombeo y los deslastres de demanda se describen en el apartado siguiente.

- 12:33:20,200: se produce la desconexión de la instalación de enlace [REDACTED]. Las plantas que evacúan en esa instalación de enlace estaban generando [REDACTED] MW y absorbiendo [REDACTED] Mvar.
- 12:33:20,225: se produce la desconexión de las plantas fotovoltaicas [REDACTED] cuando generaban [REDACTED] y [REDACTED] MW respectivamente. En total se pierden [REDACTED] MW.
- 12:33:20,300: se produce la desconexión de la instalación de enlace [REDACTED]. En este instante la instalación de enlace llevaba [REDACTED]

MW, pero previo al inicio del incidente llevaba [REDACTED] MW por lo que los otros [REDACTED] MW se desconectaron antes de este instante. En este instante la tensión en [REDACTED] era 255,3 kV.

- 12:33:20,420: se produce la desconexión de la instalación de enlace [REDACTED] cuando estaba evacuando [REDACTED] MW, previamente al incidente se encontraba evacuando [REDACTED] MW por lo que otros 49 MW se tuvieron que perder en instantes previos. La tensión era de 250,1 kV.
- 12:33:20,476: se produce la desconexión de las plantas [REDACTED] que están asociadas a la [REDACTED], cuando generaban [REDACTED] MW respectivamente.

12:33:20,600: la frecuencia desciende por debajo de 49,00 Hz que es el primer umbral de deslastre de demanda (no bombeo).

- 12:33:20,650: se produce el disparo por sobretensión del [REDACTED] que vierte en [REDACTED]. En el instante de este disparo por el transformador se evacuaba [REDACTED] MW, la tensión en la [REDACTED] era de 456 kV y la frecuencia era de 48,914 Hz.
- 12:33:20,740: se produce la desconexión de [REDACTED] cuando generaban [REDACTED] MW entre las tres. Estas plantas vierten en la red de distribución de [REDACTED] kV asociada [REDACTED]

12:33:20,760: la frecuencia desciende por debajo de 48,80 Hz que es el segundo umbral de deslastre de demanda.

12:33:21,000: la frecuencia desciende por debajo de 48,60 Hz que es el tercer umbral de deslastre de demanda.

- 12:33:21,080: se produce la desconexión de la [REDACTED]
- 12:33:21,219: se produce la desconexión de la instalación de [REDACTED] cuando transportaba [REDACTED] MW, que era lo que había antes de iniciarse el incidente. La tensión en ese instante en [REDACTED] era de 260,7 kV.



12:33:21,380: la frecuencia desciende por debajo de 48,40 Hz que es el cuarto umbral de deslastre de demanda.

- 12:33:21,440: se produce una disminución de 26 MW en la producción vertida a través de la instalación de enlace [REDACTED]
- 12:33:21,503: se produce la desconexión de la instalación de enlace [REDACTED] en el extremo de [REDACTED], 230 ms se produce la desconexión en el extremo de [REDACTED] por recepción de teledisparo. En el instante de producirse el disparo la instalación de enlace llevaba [REDACTED] MW que es aproximadamente lo que llevaba en los momentos previos del incidente ([REDACTED] MW). La tensión era 448,4 kV.

12:33:21,820: la frecuencia desciende por debajo de 48,20 Hz que es el quinto umbral de deslastre de demanda.

12:33:22,040: la frecuencia desciende por debajo de 48,00 Hz que es el sexto y último umbral de deslastre de demanda.

- 12:33:22,160: se produce una disminución de 55 MW en la producción vertida a través de la instalación de [REDACTED]
- 12:33:22,330: se produce la desconexión de la instalación de [REDACTED] Por dicha instalación de enlace se estaban vertiendo [REDACTED] MW. La tensión era de 465 kV.
- 12:33:22,460: se produce una disminución de 52 MW en la producción vertida a través de la instalación [REDACTED]
- 12:33:22,470: desconexión de la instalación de enlace [REDACTED]. En el instante de la desconexión las plantas que evacúan en dicha instalación de enlace estaban produciendo [REDACTED] MW sin embargo previo al inicio del incidente estaban produciendo [REDACTED] MW por lo que [REDACTED] MW se habían desconectado anteriormente.

- 12:33:22,560: la derivada de frecuencia vuelve a hacerse más negativa, posiblemente por la pérdida de más generación y al haberse cruzado todos los escalones de deslastre el sistema ibérico se dirige al colapso.
- 12:33:22,600: se produce la desconexión de la mitad de la [REDACTED] que vierte [REDACTED]. Se produce una pérdida de 117,5 MW.
- 12:33:22,702: se produce la desconexión del [REDACTED] cuando estaba generando [REDACTED] MW. La tensión era 436 kV y frecuencia era 47,79 Hz, aproximándose por tanto al valor de 47,5Hz que es el límite inferior de subfrecuencia que están obligados a soportar los generadores.
- 12:33:22,860: se produce la desconexión de la instalación de enlace [REDACTED] generación 220 kV cuando llevaba [REDACTED] MW que coincide con lo que llevaba en instantes previos. En el instante del disparo la tensión era 257,5 kV.
- 12:33:22,900: se produce la desconexión de la generación que vierte a través de la instalación de enlace [REDACTED] cuando estaba produciendo [REDACTED] MW.
- 12:33:23,076: se produce la desconexión de la línea de [REDACTED] por actuación de la función de sobretensión del extremo de [REDACTED], que envía teledisparo a [REDACTED]. El umbral de tensión ajustado por el disparo es $1,2xU_n$, es decir 480 kV. La tensión medida en el instante del disparo era de 485 kV.
- 12:33:23,140: se produce la desconexión de la mitad de la potencia de la planta [REDACTED] debido al disparo de uno de los dos transformadores por los que evacúa. Esta planta vierte sobre [REDACTED]. Se pierden 125 MW de generación.
- 12:33:23,260: se produce una disminución de 51 MW en la producción vertida a través de la instalación de enlace [REDACTED] [REDACTED].
- 12:33:23,360: se produce la desconexión de la otra mitad de la potencia de la planta [REDACTED] debido al disparo del segundo de los dos transformadores por los que evacúa. Se produce la desconexión de [REDACTED].

████████████████████ no estaba generando. Estas plantas vierten sobre ██████████ Se pierden ████████ MW de generación en total.

- 12:33:23,360: se produce la desconexión de la mitad de la planta fotovoltaica de ████████ que vierte en ██████████. Se produce una pérdida de ████████ MW.
- 12:33:23,400: se produce la desconexión de la generación de la planta ██████████ cuando estaba produciendo ████████ MW.

A partir de este punto, según la información aportada por el operador del sistema, la frecuencia ha superado el umbral inferior de subfrecuencia marcada en la Orden TED/749/2020 que debe ser capaz de soportar la generación.

- 12:33:23,515: ██████████ se desconecta por subfrecuencia. Estaba produciendo ████████ MW. La tensión era 433 kV y frecuencia era 46,15 Hz. Previamente la tensión en ██████████ había llegado a 469,3 kV. Según su operador, ██████████ llegó a absorber ████████ MVar en su intento por estabilizar la tensión en su red de evacuación, lo que provocó un sobrecalentamiento del condensador de vapor de la central.
- 12:33:23,590: se produce la desconexión de ██████████ cuando estaban generando ██████████ MW respectivamente. La frecuencia era 45,89 Hz.
- 12:33:29,741: Cero de tensión en ██████████ tras disparo del último grupo.

Tras este momento se da el cero de tensión en el sistema peninsular español.

Desconexiones de los enlaces

Los eventos enumerados en este apartado se solapan parcialmente en el tiempo con los indicados en el apartado anterior, y se recogen aquí para facilitar una más fácil comprensión del funcionamiento de los distintos enlaces del sistema peninsular español.

Interconexión España-Francia

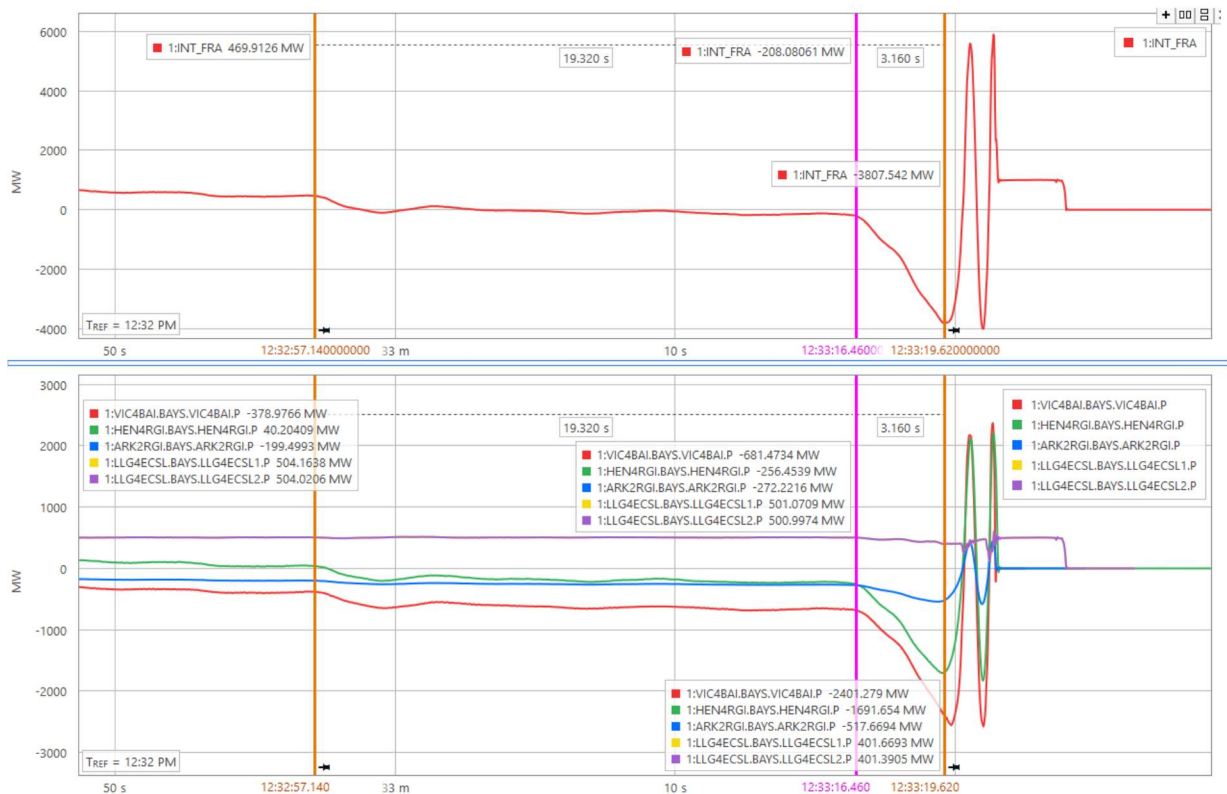


Gráfico 20 Intercambio en cada una de las líneas de la interconexión con Francia. Fuente: REE

- 12:33:19,620: en este instante se alcanza el máximo intercambio importador con Francia, llegando a la pérdida de sincronismo.
En este momento se llega a alcanzar en valor neto de importación 3.807 MW (por las líneas de AC se importaban 4609 MW y el HVDC devolvía a Francia 802 MW) reduciéndose a partir de entonces. A partir de este instante la diferencia angular entre Francia y España es tan grande que se produce la pérdida de sincronismo entre el sistema francés y el sistema ibérico, empezando a caer la energía aportada desde Francia. La pérdida de sincronismo producirá un efecto de “ida y vuelta” en el comportamiento de la interconexión.
- 12:33:20,260: el intercambio con Francia se hace cero y empieza a hacerse exportador.
- 12:33:20,520: el intercambio exportador hacia Francia se hace máximo —5.587 MW— y a partir de este momento empieza a disminuir por el efecto de la pérdida de sincronismo mencionada.
- 12:33:21,407: se produce la apertura en SE Vic 400 kV de la posición Baixas por la función de protección de pérdida de sincronismo tras el segundo ciclo o “batida”

importación-exportación causado por la pérdida de sincronismo. La línea dispara en ambos extremos.

- 12:33:21,535: se produce la apertura en SE Hernani 400 kV de la posición Argia (tercera interconexión AC con Francia). En este instante la Península Ibérica queda desconectada de Francia por las interconexiones de alterna. Sin embargo, se siguen enviando unos 1.000 MW hacia Francia a través del enlace HVDC. En este instante la frecuencia era 48,458 Hz.
- 12:33:23,960: la tensión colapsa en SE Santa Llogaia 400 kV y el HVDC Francia-España se bloquea, cesando la transmisión de potencia hacia Francia.
- 12:33:27,930: el sistema eléctrico de Andorra queda desconectado del sistema peninsular por actuación de las protecciones de mínima tensión en la subestación de Adrall 110 kV.
- 12:33:32,000: se produce la desconexión [REDACTED] de la [REDACTED] en el sur de Francia. Esta desconexión no habría tenido afectación sobre el sistema eléctrico peninsular al estar ya completamente separado de Francia y con un cero de tensión.

Interconexión España-Marruecos

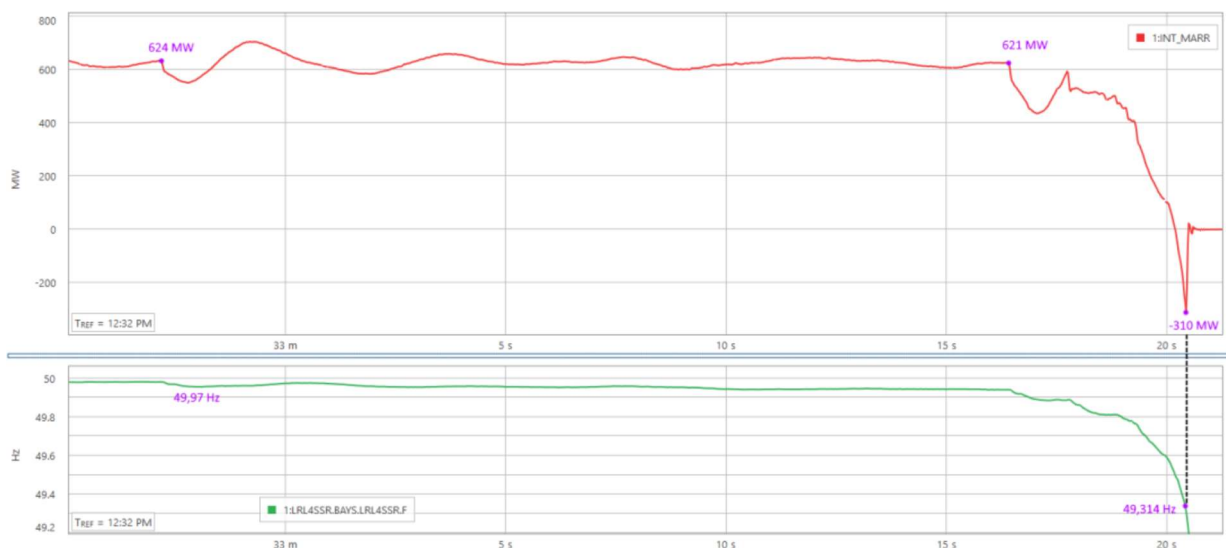


Gráfico 21 Intercambio en la interconexión con Marruecos. Fuente: REE

- 12:33:20,229: se produce el disparo en SE Beni Harchen 400 kV (Marruecos) de la posición Puerto de la Cruz, que corresponde con una de las dos interconexiones España-Marruecos. Probablemente esta apertura es provocada por un relé de



subfrecuencia en el lado marroquí, como ocurrió en el incidente del 24 de julio de 2021 (apenas había flujo en ese momento por esa línea).

- 12:33:20,390: se produce la desconexión en SE Puerto de la Cruz 400 kV de la posición Beni Harchane debido al envío de teledisparo desde el extremo marroquí. La línea ya estaba abierta desde 161 ms antes, que fue cuando abrió el extremo marroquí.
- 12:33:20,473: se produce el disparo en SE Melloussa 400 kV de la posición Puerto de la Cruz 2, que se corresponde con la segunda interconexión con Marruecos. En el instante del disparo Marruecos queda separado de España cuando la frecuencia era de 49,314 Hz y Marruecos estaba aportando al sistema Ibérico 314 MW.
- 12:33:20,564: se produce la desconexión en SE Puerto de la Cruz 400 kV de la posición Melloussa 2 debido al envío de teledisparo desde el extremo marroquí. La línea ya estaba abierta desde 91 ms antes, que fue cuando abrió el extremo marroquí.

Enlace península ibérica - Illes Balears

- 12:33:23,520: colapsa la tensión en SE Morvedre 400 kV y el enlace HVDC Península – Mallorca se bloquea. El sistema balear pierde 96,5 MW y la frecuencia desciende hasta 49,009 Hz.
- La generación existente en Illes Balears respondió adecuadamente mediante inercia y regulación primaria, permitiendo recuperar la frecuencia y evitando pérdida de suministro en este sistema.

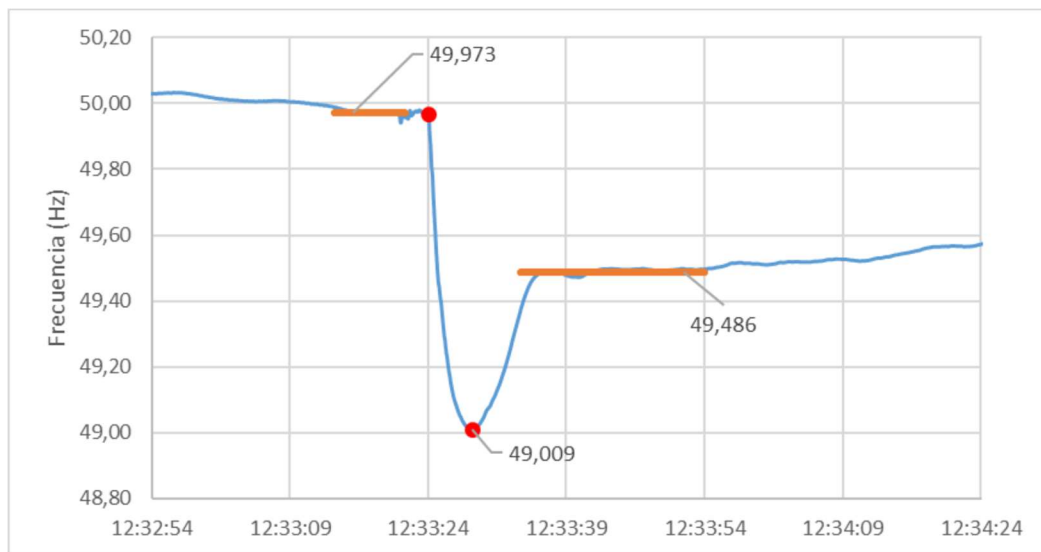


Gráfico 22 Frecuencia en la subestación Santa Ponsa Conversora 220kV (sistema eléctrico Balear). Fuente: REE

Deslastres

En este apartado se recoge información adicional correspondiente a los deslastres: desconexiones de bombeo o de demanda al haberse cruzado determinados umbrales de frecuencia.

- 12:33:20,240: deslastre del bombeo [REDACTED] cuando consumía [REDACTED] MW y con una frecuencia de 49,478 Hz.
- 12:33:20,500: la frecuencia cruza el segundo umbral de deslastre de instalaciones de bombeo —49,30 Hz— Se deslastran 588 MW de bombeo.
- 12:33:20,8000: finaliza la desconexión de los grupos de bombeo por activación de los dos primeros escalones de deslastre automático. En total se deslastran 2.037 MW.
- 12:33:20,760: la frecuencia desciende por debajo de 48,80 Hz que es el segundo umbral de deslastre de demanda.
- 12:33:21,000: la frecuencia desciende por debajo de 48,60 Hz que es el tercer umbral de deslastre de demanda. Se han registrado unos 1.402,5 MW de deslastre total de consumidores conectados a posiciones de la red de transporte hasta el tercer escalón.
- 12:33:21,820: la frecuencia desciende por debajo de 48,20 Hz que es el quinto umbral de deslastre de demanda.



- 12:33:22,040: la frecuencia desciende por debajo de 48,00 Hz que es el sexto y último umbral de deslastre de demanda.
- 12:33:22,140: se observa una gran disminución de la derivada de frecuencia durante 520 ms, lo que es compatible con la activación del último escalón de deslastre.



FASE 4. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO

Una vez constatado que se ha producido el cero peninsular, se da comienzo al procedimiento de emergencia y reposición, regulado en el “*Procedimiento de Operación 1.6. Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema*”. El servicio de reposición es un servicio de prestación obligatoria para unas determinadas instalaciones.

La estrategia de reposición se basa en la creación de diversas islas energéticas, a partir de las interconexiones con Francia y Marruecos y las centrales con capacidad de arranque autónomo (hidráulicas).

En concreto, los planes de reposición de servicio diseñados por el Operador del Sistema junto con las titulares de las centrales de generación se basan en la capacidad de arranque autónomo de las centrales hidráulicas de acuerdo con la información intercambiada entre estos y el operador. En concreto, se establecen planes de reposición de servicio de diversas zonas geográficas:

- Zona Sur
- Tajo-Centro
- Zona Levante
- Zona Galicia-León
- Zona Asturias-Cantabria
- Zona Aragón-Cataluña
- Zona Duero-Francia

Una vez una isla es estable, se va añadiendo generación (ciclos combinados de gas) y demanda gradualmente. Cuando tienen suficiente tamaño y estabilidad, las islas se unen entre sí y se continúa el proceso hasta la total reposición de la demanda por las distribuidoras que se alimentan de la red de transporte.

Es preciso distinguir diversos puntos clave en el proceso de reposición en cada punto concreto: en primer lugar, el momento en que el nudo correspondiente de la red de transporte recupera la tensión; en segundo lugar, la capacidad disponible que se habilita en ese punto, habitualmente en “bloques” o “escalones” en función de la



generación acoplada y la robustez de la isla correspondiente; y en tercer lugar la conexión de la demanda de acuerdo con dichos escalones.

Se recoge en primer lugar continuación la cronología de la reposición, resaltando los principales hitos. En el Anexo VI se ofrece el detalle de la evolución de la carga repuesta, con información sobre la aportación desde Francia en cada momento (también hubo aportación desde Marruecos hasta las 02:18 del 29 de abril).

Como se puede apreciar en la evolución de la reposición de la carga, a las 22:30 del mismo día 28 prácticamente el 50% de la demanda ya había recuperado el suministro y a las 7:00 de la mañana del 29, el 99,95% del suministro estaba restablecido.

El proceso de reposición se ha basado en tres islas principales: Cataluña con apoyo desde Francia; País Vasco con apoyo desde Francia; y Sur con apoyo desde Marruecos. También se crean islas en Duero, Galicia y Asturias-Cantabria, a partir de centrales hidráulicas con arranque autónomo, que se van incorporando a las anteriores.

Posteriormente, se enumeran elementos identificados que podrían haber influido en la duración del proceso de reposición.

Cronología del proceso de reposición

DÍA 28 DE ABRIL

- A las 12:44 h se recibe tensión en HERNANI desde Francia y se activa el apoyo previsto.
- A las 13:07 se alimenta la primera carga en el sistema español a través del TRP1 220/30 kV IRUN. Se alimenta una demanda de 31 MW.
- A las 13:04 h se recibe tensión desde Marruecos. Se recibe un apoyo de ONEE de 100 MW a través del ESMA 1. Tras desconexión intempestiva a las 14:34 h se vuelve a recibir tensión desde Marruecos y se reinicia la isla del Sur.
- A las 13:31 h se confirma que se ha creado el POI (Plan de Operación en Isla) de Ribarroja para garantizar la alimentación de servicios auxiliares en [REDACTED]
- A las 13:35 h se recibe tensión en VIC desde Francia y se activa el apoyo previsto.
- A las 14:46 h, tras acoplar el transformador 1 en [REDACTED], todas las Centrales Nucleares confirman garantizada la alimentación de sus servicios auxiliares desde el exterior.



- A las 15:14 h acopla el primer grupo térmico [REDACTED]
- A las 15:59 h comienza a transmitir potencia el Link 1 del enlace en HVCD Baixas-Sta-Llogaia.
- A las 17:49 h se unen las islas de Duero y País Vasco.
- A las 18:43 h se unen las islas de Asturias-Cantabria con Aguayo y el País Vasco.
- A las 19:32 h se unen la isla del Duero con la isla del Sur.
- A las 19:40 h se unen la isla del Centro con la isla del Sur.
- A las 19:53 h se unen las islas de Cataluña y la del País Vasco
- A las 21:20 h hay 13 grupos térmicos acoplados en el sistema.
- A las 21:58 h comienza a transmitir potencia el circuito 2 del enlace en HVCD Baixas-Sta-Llogaia.
- A las 23:32 h hay acoplados 21 grupos térmicos en el sistema.
- En este punto, prácticamente el 50% de la demanda ha recuperado el suministro.
- A las 23:37 h [REDACTED] informa que tiene repuesto todo su mercado en Asturias.
- A las 23:46 h informa [REDACTED] que tiene su mercado repuesto en Asturias.

DÍA 29 DE ABRIL

- A las 00:06 h se arranca la RCP (Regulación Compartida Peninsular). A esta hora, sólo participa [REDACTED].
- A las 00:30 h se ha repuesto el suministro de Madrid en su totalidad.
- A las 00:46 h comienza a participar [REDACTED] en la RCP
- A la 01:00 h comienza a participar [REDACTED] en la RCP
- A la 01:16 h comienza a participar [REDACTED] en la RCP
- A las 02:18 h se retira el apoyo desde ONE (Marruecos).
- A las 02:30 h [REDACTED] que ha repuesto la totalidad de su suministro en [REDACTED]
- A las 03:09 h hay acoplados 31 grupos térmicos en el sistema.
- A las 04:06 h informa [REDACTED] que ha repuesto todo su suministro en su zona de distribución.
- A las 06:30 h [REDACTED] tiene repuesto todo su suministro.
- A las 7:00, el 99,95% del suministro ha sido restablecido.
- A las 07:03 se retira la limitación a la generación RCR.
- A las 09:18 h [REDACTED] comienza a participar en la RCP.



- A las 10:56 h se envía tensión a Andorra.
- A las 10:58 h [REDACTED] tiene repuesto todo su suministro.
- A las 11:39 h se informa a los participantes del mercado a través del eSIOS de que se encuentran suspendidas las actividades de mercado, y se indica que el OS ya ha comunicado al operador del mercado el restablecimiento de las actividades del mercado para la programación del 30 de abril.
- A las 12:00 h [REDACTED] comunica que tiene repuesto todo su suministro de Galicia.
- A las 12:15 h [REDACTED] comunica que tiene repuesto todo su suministro de Madrid.
- A las 12:29 h [REDACTED] tiene repuesto todo su suministro.
- A las 12:55 h [REDACTED] comunica que tiene repuesto todo su suministro.
- A las 13:17 h se publican los requerimientos de secundaria para el día siguiente.
- A las 14:13 h se energiza la interconexión Península-Baleares.
- A las 14:34 h se publica el programa diario PDVP para el día 30/04.
- A las 14:36 h se pasa el estado de Emergencia a Alerta, coordinadamente con REN, y se informa a ENTSO-E. Se considera el 100% del suministro repuesto.
- Desde el día 30 de abril el sistema se opera con normalidad, si bien el operador del sistema está aplicando unos estándares de seguridad reforzados.

Contribución a la reposición en Portugal

Según la información aportada por el operador del sistema, los operadores español y portugués estuvieron en contacto constante tras el incidente para confirmar el estado de los respectivos sistemas.

En torno a las 18:30, una vez la tensión llega a la subestación Aldeadávila con tensión procedente de Francia, el operador español procede a enviar tensión al sistema eléctrico portugués de forma secuencial a través de las distintas líneas de conexión:

- 18:36: la L-220 kV ALDEADÁVILA-POCINHO 1, enviando tensión al sistema eléctrico portugués por primera vez en el proceso de reposición. Este hito supone que el sistema portugués cuenta con frecuencia europea.
- 19:57 h: se acopla la L-220 kV SAUCELLE-POCINHO.
- 19:58 h: se acopla la L-220 kV ALDEADÁVILA-POCINHO 2.
- 20:47 h: se acopla la L-400 kV ALDEADÁVILA-LAGOAÇA.
- 21:34 h: se acopla la L-400 kV PUEBLA DE GUZMAN-TAVIRA.



- 21:37 h: se acopla la L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 1.
- 21:39 h: se intenta acoplar la L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 2, pero el interruptor 522-4 en la subestación CARTELLE 400 kV tiene anomalías que impiden el acoplamiento.
- 22:33 h: se acopla la L-400 kV CEDILLO-FALAGUEIRA.
- 02:37 h: se acopla la L-400 kV CARTELLE-LINDOSO 2 una vez solventadas las anomalías del interruptor que lo impedía.
- 13:39 h: se acopla la L-400 kV BROVALES-ALQUEVA. Esta línea de interconexión se encontraba indisponible por trabajos en el momento del incidente, por lo que, para poder energizarla se procedió previamente a la devolución de los trabajos.



4. ANÁLISIS

En las reuniones que se han mantenido con distintos agentes del sistema, se ha constatado un elevado grado de coincidencia en la complejidad tanto del análisis como de las probables causas del cero peninsular de tensión, debiéndose, con toda probabilidad, a una combinación de condiciones que llevaron el sistema hasta el punto de que desencadenó una “reacción en cadena” de sobretensión, no habiéndose identificado un “fallo único” que pueda explicar por sí solo la caída del sistema.

Por ello, se desarrolla a continuación un análisis exhaustivo con la información disponible, con vocación de identificar los elementos que con elevada probabilidad hayan contribuido a la caída del sistema eléctrico peninsular.

Obligaciones y recursos para el control de tensión

Por su relevancia en el análisis del incidente, se ofrece a continuación una descripción del marco relativo al control de tensión.

La tensión es un indicador de la “calidad” y eficiencia de la energía que fluye por la red, es decir, de si los niveles de energía reactiva son limitados. Cuando hay mucha generación de energía reactiva que no se consume o contrarresta, las tensiones suben, produciéndose sobretensiones.

En un sistema eléctrico, la energía reactiva puede proceder de determinados tipos de consumos o de las propias líneas eléctricas. En concreto, los cables subterráneos son más propensos a generar energía reactiva; de igual forma, con carácter general, redes eléctricas muy malladas en momentos de bajos consumos (y por tanto bajos flujos de energía en dichas redes) tienen efectos capacitivos y tienden a generar más energía reactiva, contribuyendo a incrementos de tensión.

Los Procedimientos de Operación del sistema eléctrico 1.1 y 1.3 establecen que las tensiones en la red de transporte en situación estable deben estar comprendidas entre los 380 y los 435 kV en la red de 400, y entre los 205 y los 245 kV en la red de 220. No obstante, no es conveniente que el sistema opere cerca de estos límites, para lo cual en 2021 se establecieron acuerdos entre REE y los gestores de las redes de distribución para control de tensiones en determinados nudos de referencia. En este ámbito, que, si bien no forma parte de la normativa, pero es una referencia para la



operación del sistema, se definieron los rangos de “situación normal” de 380-420 kV y 204,6-234,96 kV en las redes de 400 y de 220 kV respectivamente. Asimismo, estos acuerdos prevén la adopción de “medidas de coordinación” en los rangos 234,96-245,96 kV y 420-435 kV, y “medidas excepcionales” por encima de los valores superiores, que coinciden ya con los límites superiores previstos en los procedimientos de operación referidos anteriormente.

Además, los procedimientos de operación marcan la necesidad de la no existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión. Este requisito puede resultar más restrictivo, en ciertos casos, que la condición de mantener la tensión.

Para el control de tensión, la normativa obliga al conjunto de los agentes (operador del sistema, generadores, gestores de las redes de transporte y distribución, consumidores) a adoptar determinadas medidas. Así, el Procedimiento de Operación 1.1 debe ser aplicado por el operador del sistema (OS), tanto en los estudios de programación de la operación, como en la operación en tiempo real, y afecta a todas las instalaciones de la red gestionada por el operador en el sistema eléctrico peninsular y a todas las instalaciones de producción conectadas directamente a esta red.

El operador del sistema cuenta con distintas herramientas para actuar sobre las tensiones.

Por una parte, equipos integrados en la propia red de transporte: actualmente la herramienta principal con la que cuenta REE son las reactancias, cuya conexión absorbe reactiva (baja tensión en el nudo), y viceversa. Sin embargo, las reactancias no permiten, en general, un ajuste gradual de las tensiones, sino que solo es posible su conexión o desconexión (“todo o nada”), lo cual limita la capacidad de laminar las variaciones de la tensión en la red mediante esta tecnología. Por ello, existen también otro tipo de equipos (como compensadores síncronos, FACTS y STATCOM), que se han empezado a incorporar ya en los sistemas eléctricos españoles, que refuerzan la capacidad inherente de control de tensión en la red.

Por otra parte, el operador acude a restricciones técnicas, en las que programa la conexión de determinadas infraestructuras de generación por los criterios “control dinámico de tensión” o “control estático de tensión”, en base a sus capacidades y obligaciones de regulación de tensión, para asegurar que en el sistema exista suficiente



capacidad activa de control de tensión. Los grupos de generación que se programan para estas funciones son los grupos térmicos, que de acuerdo con el Procedimiento de Operación 7.4 tienen la obligación de proporcionar control de tensión por consigna: “observan” la tensión de la red y modifican su factor de potencia para contener las desviaciones de tensión, en particular absorbiendo energía reactiva en función de la tensión observada. En concreto, esto supone que, con determinados umbrales, cuanto mayor es la sobretensión, mayor es la energía reactiva que debe absorber la generación, para contribuir a contener la tensión.

Por otra parte, la normativa obliga a otros tipos de instalaciones a un control de tensión “estático” mediante unos factores de potencia.

Así, el Procedimiento de Operación 7.4, obliga a las redes de distribución y a los grandes consumidores conectados directamente en red de transporte a operar dentro de unos parámetros concretos, participando en el control de la tensión a un factor de potencia fijo (en el que los valores de potencia activa y reactiva de salida deben mantener una relación concreta).

Por su parte, las renovables, cogeneración y residuos, en el marco del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, están sujetas a factor de potencia, si bien desde hace años las renovables cuentan ya con la capacidad tecnológica de operar por consigna, aunque la normativa aún no se lo exige ni se lo permite.

FASE 0. INESTABILIDAD DE TENSIONES EN HORAS Y SEMANAS ANTERIORES

El análisis parte de un contexto de operación del sistema en niveles de tensión estructuralmente elevados, relacionado con la menor demanda, especialmente en época primaveral que, junto con una red muy mallada, provoca efectos capacitivos (generación de reactiva) que empuja las tensiones al alza. Como es habitual en un contexto de baja demanda, algunas de las líneas del sistema estaban desacopladas, con el objetivo de evitar un excesivo mallado de la red que pueda conllevar sobretensiones.

Situación la mañana del 28A

Durante la mañana del 28 de abril, el sistema eléctrico peninsular registró una volatilidad en las tensiones (subidas y bajas bruscas de la tensión), que múltiples agentes han calificado como atípicas y extraordinarias.

El carácter de atípico y extraordinario que otorgan varios agentes a las variaciones de tensión en la mañana del 28 de abril se ejemplifican con distintas casuísticas como las que siguen:

- Un agente se refiere un incidente a las 9:10h en una planta de generación [REDACTED] [REDACTED] Cáceres [REDACTED]. Con la información recibida tanto del operador del sistema como del titular de la instalación, se concluye que la tensión antes y después de la desconexión de la planta en ese nudo de la red de transporte era de 404 kV-412 kV, esto es, dentro de los parámetros, y no se aprecia relación entre este evento y el cero de tensión del 28 de abril.
- Un operador [REDACTED] refiere la desconexión de [REDACTED] grupos hidráulicos por oscilación de tensiones poco antes de las 10:40h.⁹.
- Alrededor de las 11:10 se produce la desconexión de [REDACTED] [REDACTED] (Zaragoza). De acuerdo con REE, las tensiones en esos nudos de la red durante el incidente alcanzaron valores cercanos, pero inferiores, a los 435 kV (425 kV en estas dos subestaciones y 429 kV en la cercana [REDACTED]), y por tanto dentro de los límites. Sin embargo, [REDACTED], por su parte, ha referido que ambas instalaciones se desconectaron por subtensión, reconectándose unos segundos después. También manifiesta que las variaciones de tensión se siguieron produciendo el resto de la mañana, lo que obligó a una regulación continua mediante los intercambiadores de tomas, hasta la desconexión definitiva con el cero de tensión.

Análisis de las variaciones de tensión

Sobre las posibles explicaciones de las variaciones en las tensiones la mañana del 28 de abril, se observan, durante esta fase, evidencias compatibles con una ausencia, de suficiente capacidad de control dinámico de tensión, puesto que distintos eventos que son habituales en los sistemas eléctricos causaron, ese día, un nivel de variaciones

⁹ [REDACTED]

relevantes. El contexto de capacidad de control de tensión se describe más detalladamente en el apartado correspondiente.

Se ha observado que existe una correlación entre los cambios en la producción de generación, el valor de la tensión y los flujos en la interconexión con Francia. En particular, fijándonos en el periodo entre las 10:30 y las 11:10 de la mañana, se aprecia en el Gráfico 23 que la subida de tensiones que se produce en ese momento coincide con una caída de la generación, en este caso generación solar, probablemente por señales de mercado, como se indica a continuación, y que se acompaña de un descenso en las exportaciones por un cambio del programa (que se llegan a hacer negativas, es decir, se empieza a importar desde Francia). En otras palabras, las tensiones suben al reducirse la producción solar súbitamente, coincidiendo con un cambio en el programa de intercambio en la interconexión.



Gráfico 23 Evolución de la tensión, intercambio con Francia y producción fotovoltaica el 28/4. Fuente: REE

Dado el momento en que se produce esta caída de generación solar, en plena rampa de subida de la producción y sin que haya fenómenos meteorológicos que lo explique, la explicación más plausible es que sea por razones de mercado (precios).

En este sentido, tal y como se aprecia en la gráfica siguiente, el precio del mercado intradiario en ese periodo (10:30-11:15) arrojó valores negativos, tanto en el mercado intradiario continuo como en las dos sesiones en las que se negoció ese periodo (se muestra el dato de la sesión 1), con precios cercanos a los -10€/MWh. Esto es: sobraba generación en el sistema y los productores cobraban hasta 10€/MWh por la energía que retiraran del mercado. Además, en concreto entre el segundo y el tercer periodo cuarto horario de la hora 10, los precios pasan de valores positivos a negativos, con los consiguientes impactos en la programación de los distintos sistemas.

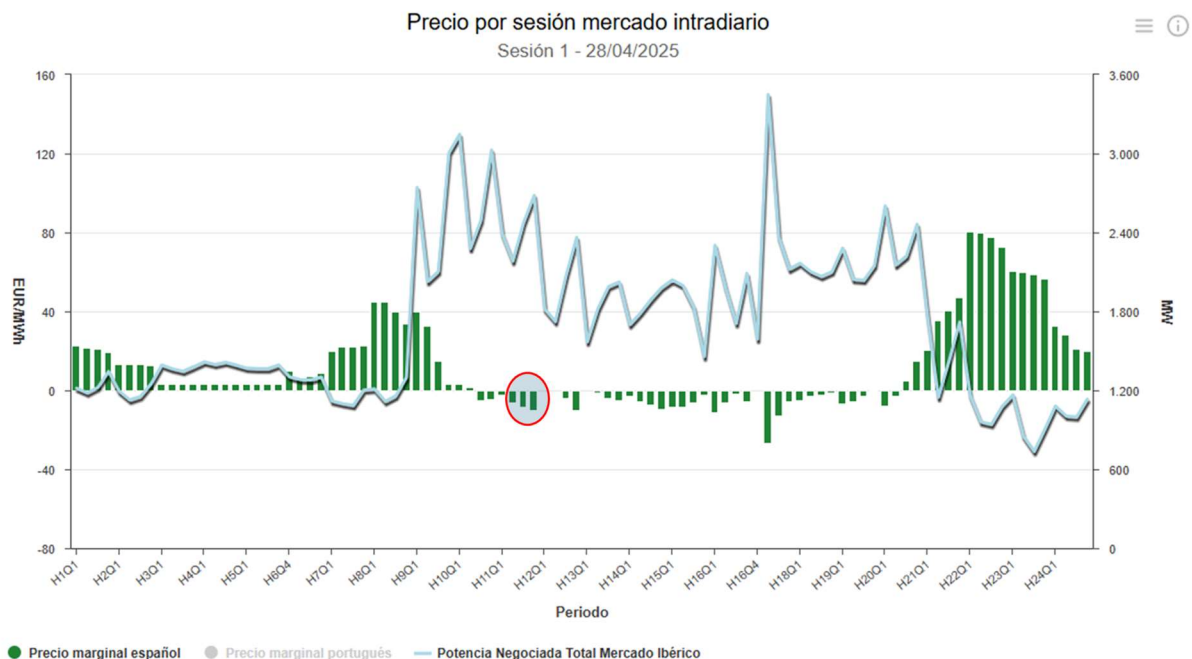


Gráfico 24 Precios y energía negociada en el mercado intradiario (sesión 1 28/04/2025). Fuente: OMIE

Más allá del episodio concreto de las 10:30 – 11:15, se aprecia tanto en ese día como en las semanas y meses previos, una correlación entre las variaciones de potencia de producción de las instalaciones de generación del sistema peninsular, los perfiles de tensión en la red y los flujos en la interconexión. Los cambios en la producción pueden ser por cuestiones físicas (como crecimiento o decrecimiento del recurso renovable), de mercado (diario, intradiario o mercados de balance) o restricciones técnicas.



Estos cambios en la producción pueden llegar a ser de una cuantía relevante (si las señales de precio de los mercados son suficientemente fuertes) y afectan a los flujos de energía en las redes y a las tensiones en los nudos.

En cuanto a la correlación entre los cambios de generación y la tensión: si cae la generación que opera a factor de potencia (con la regulación existente, la renovable), se produce una disminución de la energía reactiva absorbida por estas instalaciones (ya que se reduce de forma proporcional a la reducción de generación). Adicionalmente, al disminuir la energía transmitida por las redes por esta reducción de generación, aumentan los efectos capacitivos de los circuitos eléctricos al pasar a estar estos más descargados, lo que provoca un incremento de la energía reactiva. Ambos efectos (mayor producción de energía reactiva por parte de los circuitos y menor absorción de ésta) empujan las tensiones al alza. Lo contrario ocurre si aumenta la generación de estas instalaciones: a mayor generación renovable, mayor absorción de reactiva, y mayor carga de las líneas (por tanto, menor generación de reactiva) y, por tanto, tendencia a la bajada de tensiones.

Por su parte, el flujo por las interconexiones refleja las variaciones en la potencia activa del sistema peninsular, respondiendo a los desvíos temporales entre generación y demanda. En la madrugada y mañana del día 28 de abril se han observado desvíos significativos sobre la programación de los intercambios con Francia.

En particular, en la mañana del 28 de abril se produjeron dos desvíos significativos (diferencia entre el flujo programado y el flujo real) en el intercambio con Francia: uno a las 10:00 y otro a las 11:00, que se analizan con mayor detalle en el apartado sobre comportamiento de las interconexiones.

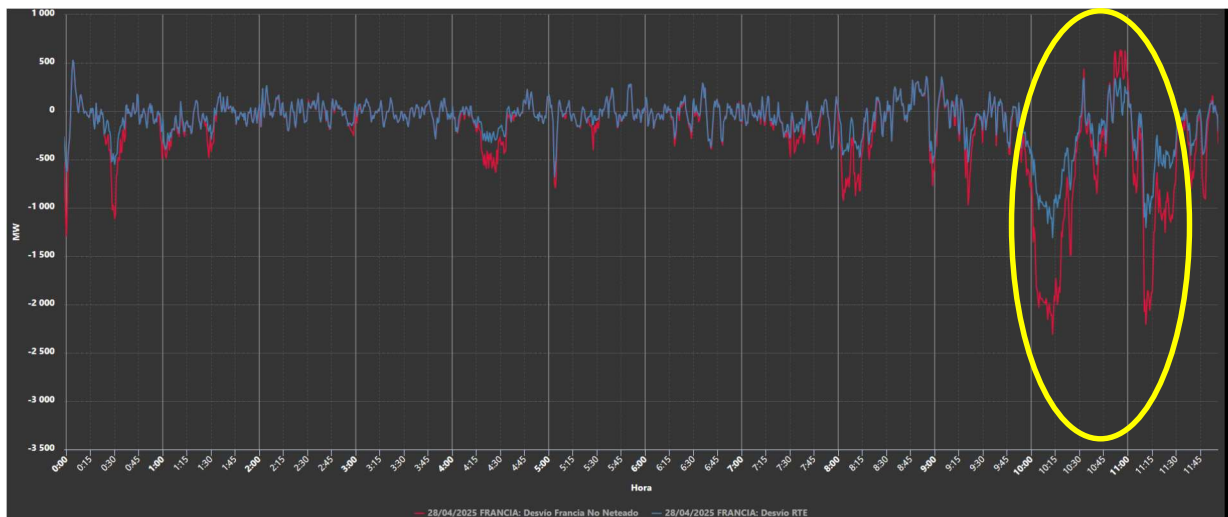


Gráfico 25 Intercambio programado (azul) y real (rojo) con Francia el 28 de abril. Fuente: REE

- Los desvíos en las interconexiones y, en general, las variaciones de flujo a, tienen un efecto sobre las tensiones ya que hacen variar la carga de las líneas de transporte, lo cual puede provocar variaciones de tensión en el sistema: a mayor flujo en las interconexiones, mayores flujos de energía en el país para llevar la energía de/hasta la frontera. Una reducción de flujo en las interconexiones reduce los flujos internos, descarga más las líneas y, por tanto, contribuye a un alza en las tensiones.
- Como se ha indicado anteriormente, los cambios de programación en el marco del funcionamiento normal de los mercados son eventos habituales y esperables en el sistema eléctrico. El hecho de que el 28 de abril desembocaran en variaciones de tensión relevantes está asociado, como se explica más adelante, a un contexto de falta de capacidades suficientes de control de tensión.

FASE 1. OSCILACIONES DEL SISTEMA

Oscilaciones y amortiguamiento

En los sistemas eléctricos las oscilaciones se pueden dar entre distintas zonas del sistema interconectado y donde más se notan es en las zonas más periféricas o alejadas eléctricamente del “centro de gravedad” del sistema, como la península ibérica (que está alejada por su débil interconexión con el continente) y en particular en las zonas más alejadas eléctricamente del resto del continente. Se podría describir como un “efecto látigo”, en el que un pequeño movimiento u oscilación cerca del centro genera un gran movimiento en el extremo.



También pueden aparecer oscilaciones entre unos pocos elementos dentro de una zona del sistema, de carácter más local. Estas tienen frecuencias de oscilación más altas que las inter-área (de hasta más de 1Hz), aunque ésta dependerá del origen (mecánico, electromecánico o electrónico / control) y del tipo de generador o demanda implicada.

Las oscilaciones son peligrosas pues, si no se amortiguan, se amplifican y siguen creciendo, y pueden provocar la desconexión de las distintas partes del sistema y un colapso total. El 1 de diciembre de 2016, una oscilación inter-área Este-Centro-Oeste en el sistema interconectado europeo provocó la desconexión por pérdida de sincronismo de diversas zonas del sistema. El sistema eléctrico europeo está en constante evolución, lo cual puede tener implicaciones sobre los modos oscilatorios que pueden afectar al sistema. A modo de ejemplo, en marzo de 2022 los sistemas eléctricos de Ucrania y Moldavia se sincronizaron con la red continental europea, ampliando y modificando así el sistema eléctrico en el continente. Más recientemente, en febrero de 2025, se ha completado la sincronización con el sistema europeo de los países bálticos (Estonia, Letonia, Lituania).

La capacidad de un sistema eléctrico para neutralizar cualquier oscilación que se pueda producir en sus variables fundamentales y que el sistema vuelva rápidamente a su estado de equilibrio se denomina amortiguamiento. Se trata de un parámetro que se puede medir en cada momento, es propio de cada nudo de la red y distinto para cada modo y frecuencia de oscilación.

El amortiguamiento y la protección contra las oscilaciones se puede lograr por varias vías:

1. La adopción de medidas topológicas: en general, el amortiguamiento se incrementa aumentando el mallado de la red (conectando circuitos que estuvieran abiertos), contribuyendo a “amarrar” más el sistema entre sí.

2. Sistemas para que la generación, la demanda o la propia red puedan contribuir a amortiguar las oscilaciones. Para ello, pueden instalarse equipos especiales (electrónica de potencia).

- En el caso de la generación síncrona, se trata de los “estabilizadores de potencia” o PSS (*Power System Stabilisers*) que deben encontrarse correctamente ajustados a las frecuencias concretas de oscilación que puedan aparecer en el sistema. En

concreto, en España desde el año 2016 se llevó a cabo una revisión y ajuste de los PSS en las centrales de ciclo combinado del sistema para contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones. Asimismo, se analizó por parte del operador del sistema y las empresas titulares de las centrales nucleares la viabilidad de instalación de equipos PSS en estas instalaciones, con la conclusión de que no era viable dotarlas de estos sistemas, con la excepción [REDACTED]

- Para la generación asíncrona y los enlaces HVDC, con electrónica de potencia, existen soluciones similares denominadas sistemas POD (Power Oscillation Damping).
- En el caso de la red, pueden instalarse equipos STATCOM con funciones POD.

3. Actuaciones coordinadas entre los operadores de los sistemas eléctricos. Los operadores tienen protocolos para reforzar el amortiguamiento del sistema cuando observan que éste es reducido y no es capaz de neutralizar una oscilación. Así, los operadores del sistema español y francés cuentan con acuerdos para no realizar determinadas maniobras topológicas cerca de la frontera con impacto negativo sobre la estabilidad de pequeña señal del sistema, y cuentan con procedimientos acordados de actuación en caso de oscilaciones no amortiguadas (“*OPERATIONAL COMMON PROTOCOL: Monitoring and coordinated actions in real-time of the French-Spanish interconnection*”). Este protocolo identifica que hay riesgo por oscilaciones cuando se detecta un amortiguamiento inferior a determinados umbrales, o una elevada amplitud de las oscilaciones observadas en tiempo real sin que la amplitud se reduzca en pocos segundos. Ante estas situaciones, el protocolo indica que deben realizarse una o varias de diversas actuaciones correctoras:

- Operar el HVDC en Pmode 1: flujo a potencia constante (en comparación con el modo de operación habitual, en el que la potencia activa por el enlace viene definida de manera similar a la de una línea de corriente alterna – Pmode 3-). Si ya estaba operándose en Pmode 1, aumentar el valor de consigna de flujo de potencia activa por el enlace HVDC (PSP – Power Set Point).
- Cerrar líneas o transformadores con impacto positivo en el amortiguamiento.
- Incrementar bombeo en España.
- Reducir el intercambio internacional en la dirección España hacia Francia.



- Contactar al TSO ucraniano o húngaro para reducir las exportaciones desde Ucrania hacia el centro de Europa.

Clasificación de oscilaciones en función de la escala territorial

En el sistema eléctrico europeo se han identificado varios modos principales de oscilación:

- Modo de oscilación Norte-Sur, con frecuencia de aproximadamente 0,3 Hz, en el que los generadores de Italia oscilan contra los de Dinamarca y el norte de Alemania.
- Modo de oscilación Este-Oeste, en aproximadamente 0,15 Hz, donde los generadores de la península ibérica oscilan en contrafase contra Turquía y Ucrania.
- Modo de oscilación Este-Centro-Oeste, en aproximadamente 0,2 Hz, en el que los generadores de los extremos occidental y oriental del sistema (península Ibérica y sur de península Balcánica y Turquía) oscilan en contrafase de los generadores del centro del continente europeo (Dinamarca, Alemania, Polonia, Suiza, República Checa y Ucrania). Este modo de oscilación adquirió especial relevancia tras un incidente relevante en el sistema eléctrico europeo en 2016.

Por su parte, según el operador del sistema se han identificado oscilaciones de tipo más local, con una frecuencia superior, en que suelen participar uno o dos generadores contra el resto del sistema o entre ellos. El operador del sistema indica que, en el caso de España, históricamente solo se han detectado dos eventos de oscilaciones locales (intrarregionales) que se han considerado más severos al alcanzar amplitudes de hasta 60mHz:

- En agosto de 2022, una oscilación de 0,18Hz, con una amplitud de unos 60mHz pico-pico detectados en la zona de Sevilla en la que participó una central nuclear de Francia.
- En marzo de 2024, una oscilación de 0,8Hz en la que participó [REDACTED] [REDACTED] conectada a la subestación [REDACTED] y que se describe posteriormente en más detalle.

Oscilación de las 12:03

Se constata que esta oscilación:



- Tiene una mayor frecuencia (0,6Hz) frente a las más habituales en el sistema europeo (0,2Hz).
- En cuanto a su alcance geográfico, como se ha indicado, se detectó fuera de las fronteras españolas en al menos Francia y Alemania, con una amplitud que desciende con la distancia.
- Según el operador del sistema, el hecho de que la onda detectada en Tavel esté en contrafase con la detectada en el suroeste de la península ibérica puede indicar que en el sistema esté oscilando esta parte de la península contra esta parte de Francia o un ámbito cercano a ella.
- Según otro operador ██████████, la relativa alta frecuencia y el desfase angular entre Oporto y Málaga sugiere que se trata de una oscilación intra-peninsular. De hecho, indica que Oporto oscila más (y la oscilación se inicia antes) que Málaga.

Las características de la oscilación podrían indicar, con la información disponible, que esta oscilación es de tipo más “local” que las que son más habituales del conjunto del sistema europeo, y tener origen en instalaciones o sistemas concretos (en concreto ██████████ indica que podría estar asociado a controles de tensión).

En cuanto al posible origen de esta oscilación, se han llevado a cabo los siguientes análisis:

- En cuanto al estado previo de la red, el Operador del Sistema indica que desde las 11:50 h hasta las 12:02 h no se han identificado perturbaciones en la red de transporte del sistema peninsular. En este periodo, los valores de tensión tanto en la red de 400 kV como en la de 220 kV se encuentran dentro de los márgenes definidos en el P.O. 1.1. La frecuencia del sistema no sale de los márgenes normales de funcionamiento definidos en el P.O. 1.4, donde se establece el límite entre los 49,85 Hz y los 50,15 Hz.
- Se ha analizado la amplitud de la oscilación de tensión en distintos puntos de la red, identificándose una mayor amplitud en la zona suroeste de la península. En particular, los puntos con mayor amplitud pico-pico detectada son las subestaciones de Arroyo de San Serván 400kV, Almaraz 400 kV y Carmona 400kV.

CONFIDENCIAL

Gráfico 26 Amplitud de las

- Asimismo, se ha analizado el comportamiento de las plantas de generación que estaban funcionando en esos momentos, especialmente en la zona suroeste, de acuerdo con la información suministrada por cada uno de los titulares de las instalaciones. Con carácter general, en todos los casos analizados se ha identificado que la generación renovable (fotovoltaica), de distintos titulares, presentaba una generación “plana” (es decir, no afectada por la oscilación), con la excepción de una instalación, como se explica a continuación.
- Sin embargo, se ha identificado un comportamiento oscilatorio anómalo en el output de potencia activa y reactiva de la central fotovoltaica [REDACTED] de potencia instalada, [REDACTED] MW de acceso a la red y que en ese momento estaba produciendo unos [REDACTED] MW. Esta planta está conectada al nudo [REDACTED], en Badajoz, [REDACTED]
- Como se aprecia en la imagen, en torno a las 12:03 y con la información recabada, la potencia de salida de esta planta empieza a oscilar en un patrón aparentemente coincidente con el de la oscilación detectada. En pocos segundos, la generación de la planta oscila con una amplitud pico-pico de en torno al 70% de la producción que tenía inmediatamente antes de la oscilación.
- Este comportamiento contrasta con el de otras plantas de la misma tecnología conectadas en el mismo nudo o nudos cercanos, como se observa en las siguientes gráficas.

CONFIDENCIAL

Gráfico 27 Potencia activa y reactiva de las plantas

Fuente:

- Una oscilación en estas variables sería, en todo caso, más propia de las tecnologías síncronas sujetas a control de tensión por consigna, ya que “ven” la tensión de la red y modifican su factor de potencia para mantener la tensión constante. Sin embargo, en una planta fotovoltaica, que está sujeta a un factor de potencia fijo, el valor de potencia de salida, especialmente la activa, debería ser constante, tal como se constata en el resto de las instalaciones de la misma tecnología analizadas (el Gráfico 27 compara la instalación de [REDACTED], [REDACTED], para ese mismo periodo de tiempo).
- Asimismo, con el objeto de continuar analizando las oscilaciones del modo 0,6Hz detectadas el 28 de abril, se recupera a continuación parte de lo recogido anteriormente en el Gráfico 6, a partir de las 11:00h, en el Gráfico 28.
- En primer lugar, se aprecia que unos momentos tras empezar el pico de la oscilación de 0,6 Hz a las 12:03 (en verde), se incrementa también la amplitud de oscilación a 0,2 Hz (en rojo). Esto coincide con la aparición de la oscilación a 0,2 Hz que se superponía a la de 0,6 Hz descrita anteriormente y tal como se observa en el Gráfico 10.
- En segundo lugar, es de interés observar que, además del pico de las 12:03, que se corresponde con la oscilación analizada hasta ahora, se observan dos picos secundarios, uno algunos minutos después de las 11:20 y otro, pocos minutos antes de las 12:19.

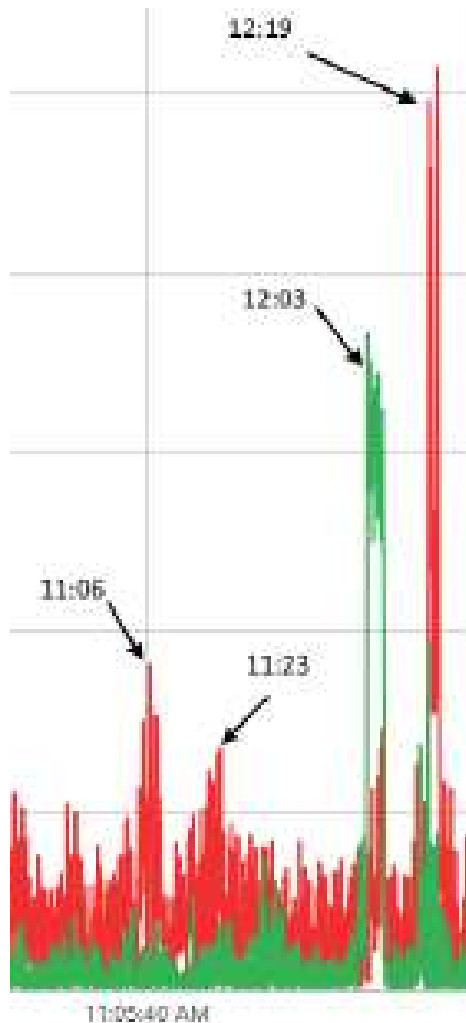


Gráfico 28 Extracto de las oscilaciones registradas el 28 de abril: 0,2Hz (rojo) y 0,6 Hz (verde). Fuente: REE

Analizando los datos de generación de [REDACTED] en los momentos correspondientes a estos picos secundarios en el modo de oscilación 0,6Hz para comprobar posibles correlaciones, se observa (Gráfico 29) que la potencia activa de la instalación oscila en todo el periodo, si bien con mayor amplitud en torno a las 11:35-11:36, con un máximo de amplitud pico-pico detectado de 25MW, con una granularidad de datos disponibles de 2-3 segundos. En el caso de la oscilación que precede las 12:19, este momento coincide aproximadamente con el inicio de un movimiento oscilatorio, en este caso, en la potencia reactiva de la misma instalación.



CONFIDENCIAL

Gráfico 29 Potencia activa en la instalación en torno a las 11h del 28 de abril de 2025.
Fuente: [REDACTED]

Antecedente de oscilación similar un año antes

Se ha identificado otro episodio con una oscilación [REDACTED] [REDACTED] se detectó una oscilación, [REDACTED] [REDACTED]. Esta oscilación duró unos 2 minutos y 15 segundos, aunque con una fase de mayor amplitud de unos 25 segundos, llegando medirse a una amplitud máxima pico-pico de 64 mHz y 20 kV en las ondas de frecuencia y tensión, respectivamente (un orden de magnitud similar [REDACTED], a la detectada a las 12:03 el 28 de abril de 2025, [REDACTED] [REDACTED]).

CONFIDENCIAL

Gráfico 30 [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



CONFIDENCIAL



Oscilación de las 12:19

De acuerdo con el análisis del operador del sistema, en torno a las 12:16 vuelve a aparecer la oscilación de 0,6Hz, poco antes de que aparezca la oscilación de modo 0,2Hz a las 12:19. Esta correspondencia se puede observar también en el Gráfico 28, en el que se observa que el pico (rojo) de las 12:19 es precedido por un pico (verde) correspondiente a la oscilación de 0,6 Hz que, como se ha dicho, coincide en el tiempo con una oscilación en energía reactiva de la instalación mencionada anteriormente.

El modo oscilatorio que aparece en la oscilación de las 12:19 es el modo Este-Centro-Oeste. En este modo la Península Ibérica oscila contra el centro del sistema síncrono europeo -Alemania, Italia, Austria, Dinamarca...- que a su vez oscila contra Turquía. El Gráfico 32 muestra cómo el sistema peninsular (subestación Carmona, en rojo o Recarei en Portugal, cian) oscila en contrafase con países del centro del sistema (en amarillo Rogowiec en Polonia, en morado Ragow en Alemania), mientras que también se observa la señal medida en Turquía (azul oscuro).

En el gráfico se puede apreciar cómo ubicaciones situadas en la periferia del sistema, como España o Turquía, muestran una mayor amplitud de oscilación en este mismo episodio que ubicaciones cercanas al centro del sistema como Polonia o Alemania. Se podría describir como un “efecto látigo” o “balancín”, en el que las ubicaciones más lejanas al “centro de gravedad” del sistema, especialmente cuando hay interconexión débil, perciben con mayor intensidad las oscilaciones y son, por tanto, más vulnerables a ellas.

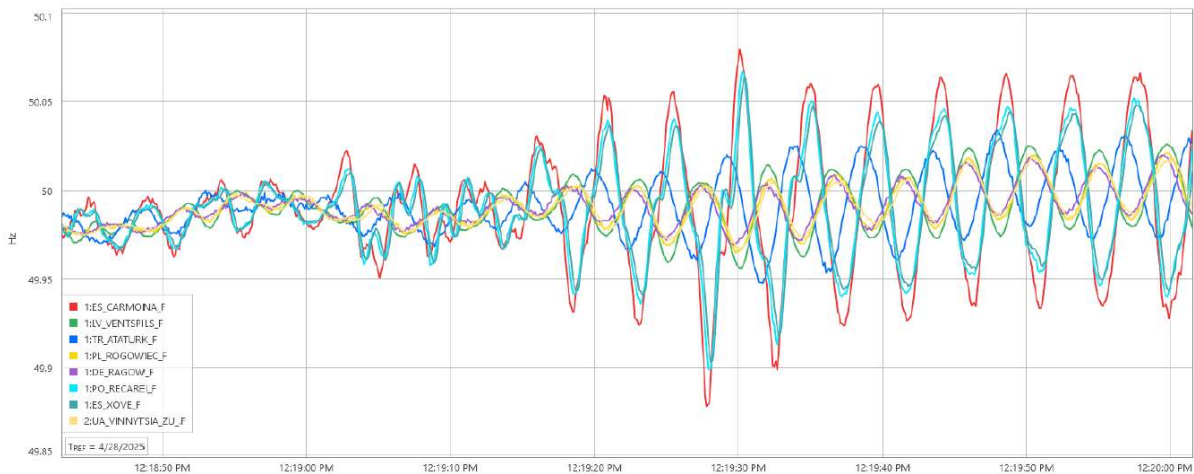


Gráfico 32 Detalle de la oscilación de 0,2Hz. Fuente: REE

El siguiente gráfico muestra los valores máximos de amplitud pico – pico de las oscilaciones de frecuencia y tensión durante la oscilación de 0,2 Hz de las 12:19

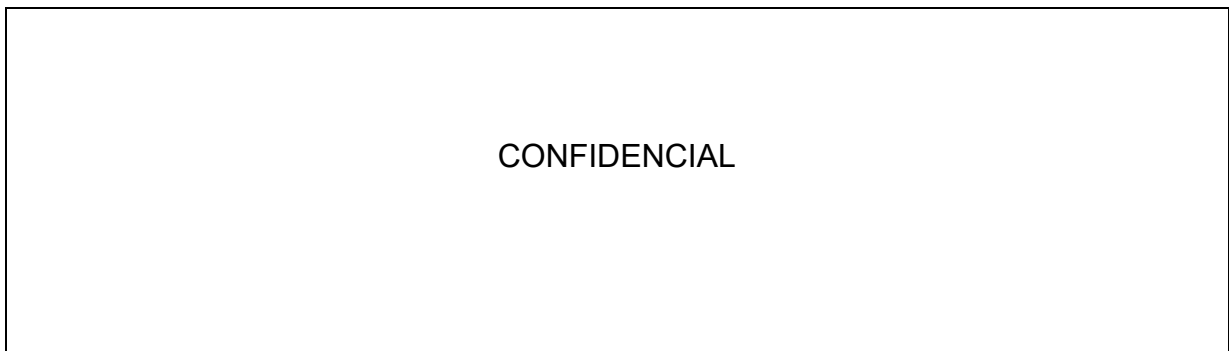


Gráfico 33 Amplitud de las oscilaciones de tensión y frecuencia a las 12:19.

Programación de nueva generación

A la vista de las medidas adoptadas para amortiguar las oscilaciones y de cara a su impacto en el control de tensión, el operador del sistema decidió acoplar nueva generación convencional, en particular en la zona sur, con obligación de control dinámico de tensión de acuerdo con el PO 7.4, y con capacidad de amortiguar oscilaciones interárea mediante los sistemas PSS de los que disponen algunas centrales de generación.

Por ello, desde en torno a las 12:18 solicitó tiempos de conexión a varios agentes, optando finalmente por [REDACTED] que dio un tiempo más corto (1 hora y 30 minutos), que cuya programación finalmente se confirmó en torno a las 12:26 para las 14:00. Al producirse el cero a las 12:33, esta central no llegó a acoplarse a tiempo.

Análisis de evolución de las tensiones en la fase 1 y medidas adoptadas

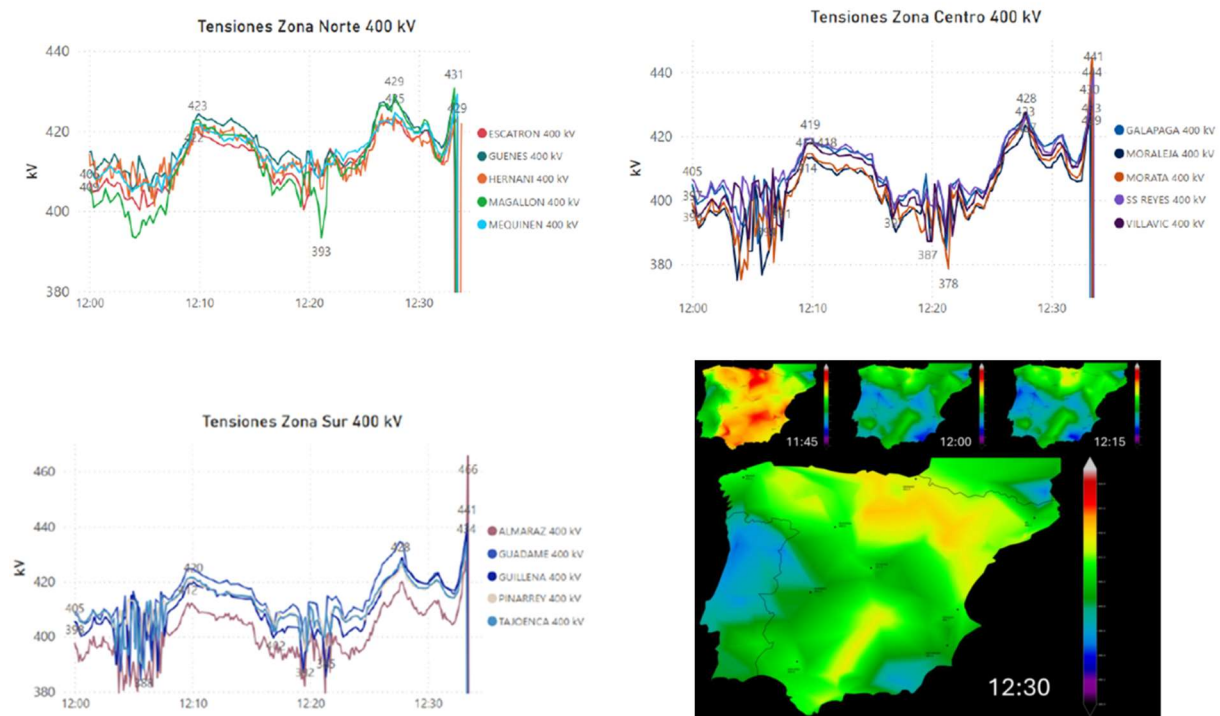


Gráfico 14 Evolución de las tensiones en la red de 400kV entre las 12:00 y las 12:35. Fuente: REE

Recuperando el Gráfico 14 que recoge la evolución de las tensiones en la red de transporte en la fase 1, además de una elevada volatilidad en tensiones comparable a las horas anteriores, se observa con claridad el efecto de las oscilaciones descritas anteriormente (12:03 y 12:19).



Después de cada uno de estos fenómenos oscilatorios, se observa una subida de las tensiones, que pueden explicarse por varios fenómenos que se complementan:

En primer lugar, como se ha descrito en el apartado relativo a las oscilaciones, entre las medidas protocolizadas para reforzar el amortiguamiento incluyen varias medidas que pueden ser tendentes a elevar la tensión:

- El incremento de mallado del sistema mediante la conexión de líneas (que estaban previamente abiertas, en un contexto de baja demanda, precisamente para evitar sobretensiones). La conexión de estas líneas refuerza el sistema de cara a fenómenos oscilatorios, pero es un factor que contribuye al alza de tensiones en un contexto de baja demanda.
- La reducción de la capacidad de exportación en la interconexión para mejorar el amortiguamiento frente a oscilaciones contribuye también a un incremento de las tensiones por varios motivos:
 - Con una demanda concreta, el reducir la capacidad de exportación obliga a reducir la generación nacional para asegurar el equilibrio entre generación y demanda. Como se ha explicado anteriormente, una reducción de generación de tecnologías a factor de potencia fijo supone una doble presión al alza para la tensión (menor absorción de energía reactiva, y mayor producción de energía reactiva en las redes menos cargadas).
 - Cuanto más alejada está la generación de la interconexión, mayor el efecto sobre las líneas. Por ejemplo, al reducirse el intercambio con Francia y generación en el sur, se produce también una reducción en los flujos del sur al norte, generando una menor carga de las líneas y, con ello, contribuye a una subida de tensión.

Estas medidas de amortiguamiento incrementan la tensión de forma progresiva según se van implementando. Por ejemplo, los efectos de cambios en la programación de las interconexiones van desarrollándose a medida que se actualiza el programa.

Además, las medidas de amortiguamiento conllevan una configuración distinta del sistema (en cuanto a líneas conectadas, configuración de las interconexiones...) con respecto a la situación anterior.

En segundo lugar, puesto que cada una de las oscilaciones provocó valores de subtensión (en concreto valores mínimos de tensión inferiores a los 390kV en la red de 400kV), el operador decide desacoplar reactancias tras cada una de las oscilaciones.

Estas maniobras topológicas llevadas a cabo por el operador del sistema, que aportan una regulación discreta (“a saltos”) de las tensiones, son compatibles con las subidas de tensión observadas después de ambas oscilaciones.

En tercer lugar, el operador del sistema también ha analizado si durante este periodo la generación conectada a distribución y no observable directamente desde la red de transporte (por ser < 1MW y no estar obligada a adscribirse a un centro de control o por ser de autoconsumo) pudiera haber afectado a la evolución de las tensiones entre las 12:00 y 12:30.

Para ello, ha analizado el flujo de potencia en puntos frontera transporte – distribución, a los efectos de identificar posibles cambios anómalos (incrementos o decrementos de demanda que no se expliquen por la evolución prevista de la curva de demanda y que pudieran ser indicio de desconexión o conexión de generación distribuida).

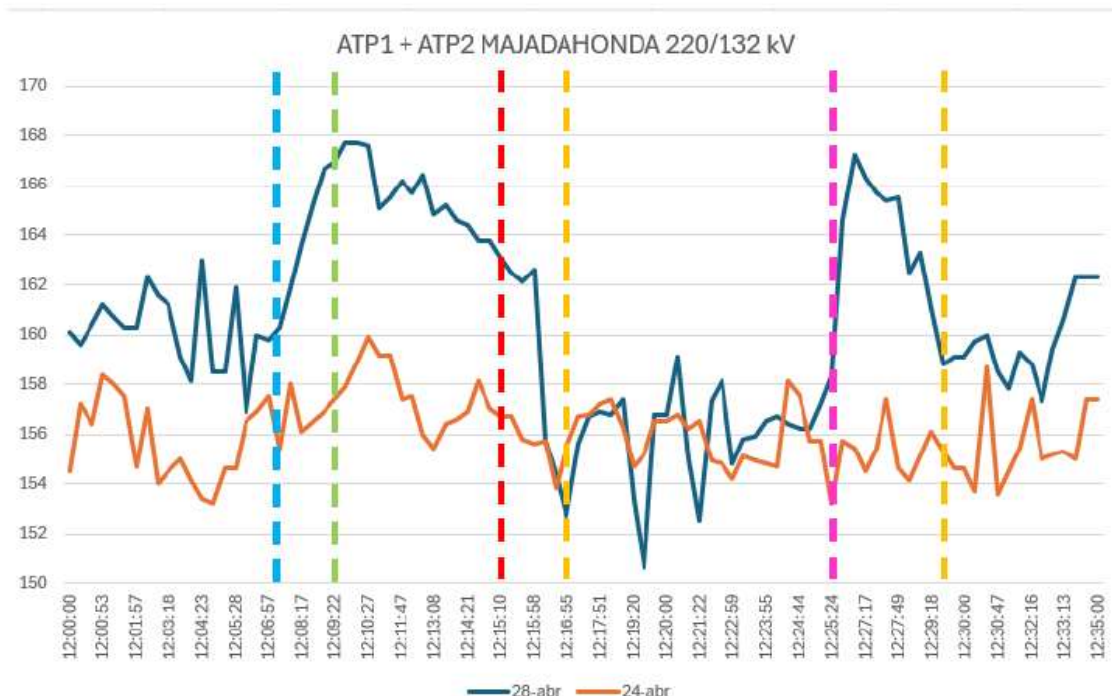


Gráfico 34 Potencia activa en punto frontera el 28/4 y día comparable

Tomando un nodo piloto concreto (transformadores 220/132 kV de Majadahonda, Madrid), se aprecia un incremento de carga anómalo entre las 12:07 y las 12:15 horas y un nuevo incremento en la carga entre las 12:25 y las 12:29 h, ambos tras las dos

oscilaciones sufridas en el sistema. Este fenómeno sería compatible con la hipótesis de que las oscilaciones afecten a la generación embebida en distribución y que éste se desconecte durante unos minutos tras las oscilaciones de tensión. Este comportamiento es habitual en algunos inversores, tras un bloqueo o un disparo dejan de funcionar hasta que la tensión de la red es estable y dentro de márgenes durante unos minutos (típicamente 3-5 minutos).

El incremento de demanda en frontera transporte distribución, y la posterior reducción unos minutos después (es decir, cuando se reactivarían las instalaciones de generación) se ve reflejado en el flujo de la interconexión (reduciéndose y posteriormente recuperándose la exportación), como se aprecia en el Gráfico 35.

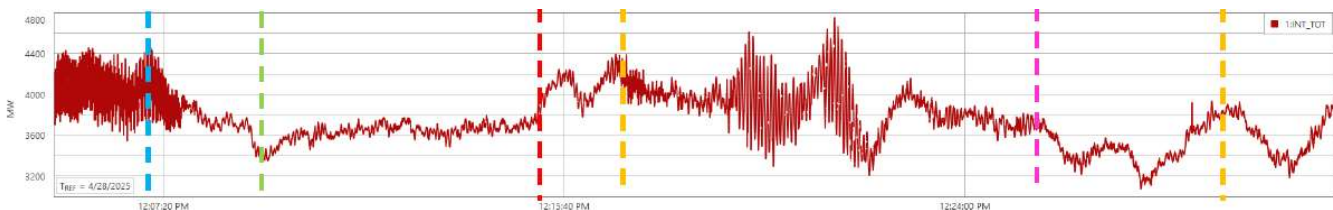


Gráfico 35 Cambios en interconexiones internacionales tras las oscilaciones

Al efecto de contrastar esta hipótesis, desde el Comité se ha solicitado información tanto a gestores de redes de distribución como a proveedores de inversores, cuya información debería aportar mayor visibilidad a lo ocurrido aguas abajo en el sistema.

En el caso de los gestores de redes de distribución, efectivamente se detectan picos de demanda que “aparece” en los puntos frontera de la red de distribución coincidentes con lo descrito anteriormente.

En el caso de fabricantes de inversores, de las solicitudes realizadas a cinco grupos empresariales, se ha recibido respuesta de algunos de ellos.

En el caso de [REDACTED], se observa una respuesta que es coherente con la hipótesis anteriormente descrita: pérdidas de generación y subidas de tensión en los momentos posteriores a las oscilaciones. Como se ve a continuación, la respuesta es distinta en función del nivel de tensión en el que se conecta la generación:

- En los inversores conectados en baja tensión (Gráfico 36) se detectan picos de alarmas asociados a niveles de tensión inadecuados en torno a las 12:10 y las 12:27, que coinciden a su vez con una reducción de la generación agregada que representan en conjunto estos inversores.

- En los inversores conectados en alta tensión (Gráfico 37) se detectan igualmente alarmas ligadas a la tensión en los mismos momentos, si bien adicionalmente se detectan alarmas en torno a las 12:16, coincidiendo con la reaparición de la oscilación de 0,6Hz. Sin embargo, en cuanto a caída de generación, es relevante solo el evento en torno a las 12:27.
- En todo caso, cabe destacar que, en el caso del parque de este fabricante en particular, las pérdidas de generación detectadas en estas fases representan solo una pequeña proporción de su generación total, en todo caso inferior al 10%, como puede apreciarse en el Gráfico 38. Es decir, no puede afirmarse que se produjese la desconexión de una proporción relevante de la generación, ni conectada a alta tensión ni a baja tensión, al menos en el caso de los inversores de [REDACTED] reportados.

CONFIDENCIAL

Gráfico 36 Comportamiento de inversores conectados a baja tensión de [REDACTED]

CONFIDENCIAL

Gráfico 37 Comportamiento de inversores conectados a alta tensión de [REDACTED]

CONFIDENCIAL

Gráfico 38 Generación agregada mostrada por los inversores 28 de abril.

Fuente:

La pérdida de generación distribuida puede tener efectos sobre las tensiones de la red, por distintas vías: el desvío que provoca en la interconexión puede llegar a activar la regulación secundaria y provoca cambios en los flujos de energía por las redes de transporte y distribución que, en función de sus características (ratio X/R) y del saldo de energía neto en frontera, pueden empujar al alza o a la baja las tensiones. Del mismo modo, la reactivación de la generación unos minutos después puede generar el efecto inverso sobre el sistema.

Tras terminar la segunda oscilación, el operador del sistema detecta una subida generalizada de niveles de tensión, por lo que decide acoplar 5 reactancias, que se conectan entre las 12:26 y las 12:28. Este momento es compatible con el “pico” de tensiones en torno a las 12:28, tras el cual se observa que las tensiones vuelven a caer. Este momento sería también compatible con la recuperación de la generación desconectada tras la segunda oscilación.

En definitiva, en esta fase se han identificado efectos de la tensión que coinciden con distintos eventos que se suceden en el tiempo y que están relacionados de un modo u otro con las oscilaciones que ha vivido el sistema, como son la conexión y desconexión de reactancias, la adopción de medidas para amortiguar el sistema frente a oscilaciones (mallado de la red o reducción del intercambio en las interconexiones) o la desconexión y posterior reconexión de generación.

En cualquier caso, al igual que en la Fase 0 anterior, la elevada y brusca variación al alza y a la baja de las tensiones durante esta fase evidencia una falta de capacidad de control dinámico de tensión, como se describe en el apartado correspondiente.

FASE 2. PÉRDIDAS DE GENERACIÓN POR SOBRETENSIONES

Aumento de tensión a las 12:32

Durante este minuto, se produce un incremento sostenido de la tensión, que coincide una reducción de la exportación en las interconexiones internacionales de aproximadamente 1.000 MW en 57 segundos.



En opinión del Operador del Sistema, este incremento lineal de las tensiones se explica por los siguientes factores:

- A las 12:27 arranca el ajuste de las programaciones en el intercambio España-Portugal, que se había acordado a las 12:20 para las 12:30 entre REE y REN como medida de refuerzo de amortiguamiento. La ventana de ajuste de estos cambios de programación va de -5 a +5 minutos, y es común que existan desequilibrios transitorios entre las programaciones a subir y a bajar a ambos lados de la frontera como consecuencia del cambio de programación de la interconexión. Estos desequilibrios pueden producir fluctuaciones en la tensión, que deben ser gestionados por las instalaciones con control dinámico de tensión (puesto que las instalaciones de la red de transporte ofrecen control estático).
- Durante este minuto, por tanto, se observa una reducción de la generación— en parte por regulación, a consecuencia de los cambios de programación - que regula la absorción de reactiva con factor de potencia, lo que implica una subida en la tensión en los lugares en los que se aplica la reducción.
- También se observan disparos de generación, tanto aislados como en generación distribuida.
- Entre las 12:32:00 y las 12:32:57, el intercambio con Francia baja en 1.030 MW. De éstos, 480 MW se deben a reducción de la generación renovable observable, tanto por asignación de secundaria a bajar como por disparos aislados. La generación síncrona varía mínimamente en ese mismo periodo, mientras que el resto de la interconexión corresponde a variación de demanda observada, compatible tanto con la pérdida de generación “no observable” en la red de distribución como al efecto electrotécnico que genera una subida de demanda con la subida de tensión.
- Dado que el sistema se estaba recuperando de condiciones de baja tensión, el operador infiere que los cambiadores de tomas de transformación en la red de distribución estaban programados para mantener niveles de tensión adecuados. Estos cambiadores de toma pueden no haber respondido con la rapidez necesaria, potencialmente generando sobretensiones en las redes de distribución secundaria, aunque los valores de tensión primarios se mantuvieran en límites aceptables. Esta sobretensión en red de distribución sería compatible con pérdidas de generación en distribución.

- Al bajar el transporte desde el sur hasta la interconexión, se provoca una subida de tensión en la red (por los efectos anteriormente explicados: una menor carga de las redes – en este caso, de las líneas que conectan la zona sur con el norte - supone un incremento de la energía reactiva y con ello un incremento de tensiones)
- Una insuficiente absorción de reactiva por parte de la generación que tiene control dinámico de tensión (grandes generadores síncronos como nucleares o ciclos combinados).

El Gráfico 39 muestra la variación de la diferencia angular con respecto a una subestación en el centro de la península, donde se observa una reducción, entre las 12:32 y las 12:32:5, en la diferencia angular entre el sur y el centro de la península, indicando una reducción de flujos entre estas zonas, compatible con el efecto anteriormente descrito.

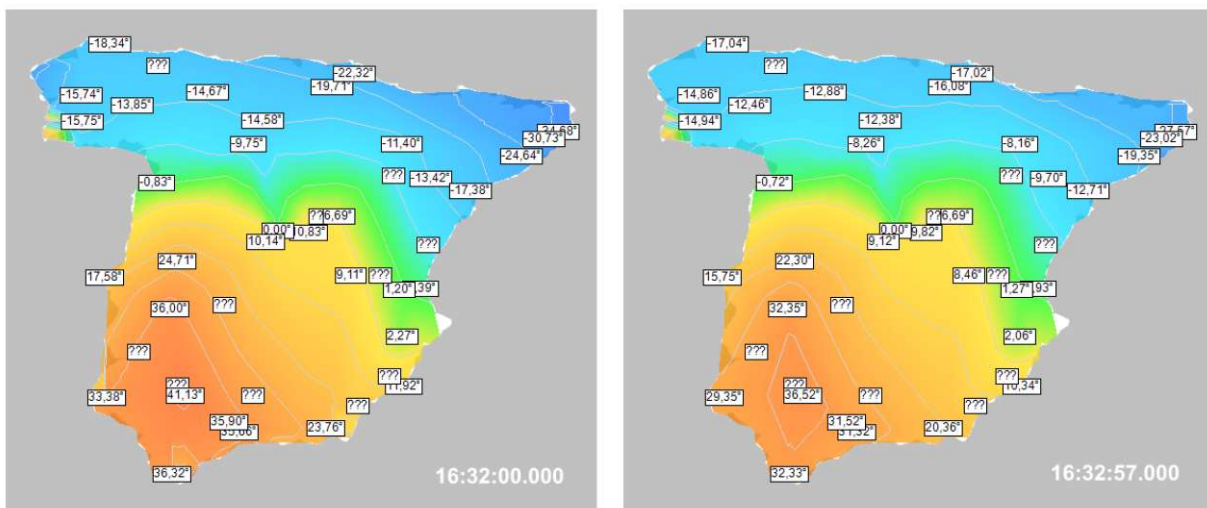


Gráfico 39 Variación de la diferencia angular con la SE La Cereal 400 kV (a mayor diferencia angular, más flujo sur – norte). Fuente: REE

Primeras pérdidas de generación detectadas

En este punto del análisis del comité se centra en la caracterización de los disparos identificados a fin de determinar tanto la forma en la que se produjeron, como su impacto en el aumento de las tensiones que derivó en el cero eléctrico peninsular.

Evento 1: 12:32:57,140: desconexión en [REDACTED] (Granada)

De acuerdo con REE, la tensión en la subestación de la red de transporte en el lado de 400 kV se encontraba en 418 kV en el instante previo al disparo, y en 423,9 kV en el



instante posterior y, por tanto, dentro de los límites permitidos por la normativa y en los que sería esperable que la infraestructura de generación se mantuviera conectada al sistema.

Con fecha 14 de mayo, se ha realizado una solicitud a la sociedad titular de la infraestructura común de evacuación, ICE, [REDACTED]. La solicitud de información se amplió con nuevos escritos dirigidos a la sociedad los días 26 y 27 de mayo.

Con fecha 28 de mayo, se recibe una primera respuesta de la empresa propietaria de la ICE, constando de un informe técnico firmado en fecha 7 de mayo, en el que se confirma el instante de la incidencia y explica que la desconexión de toda la red de generación y evacuación se produjo al actuar la protección de sobretensión del secundario del autotrafo 400 kV / 220 kV, por sobretensión en el lado de 200 kV provocada, a su vez, por la red de 400 kV. El agente también manifiesta que la protección estaba correctamente ajustada y que funcionó adecuadamente: [REDACTED]

Una vez desconectado el interruptor de la barra de 220 kV, toda la red aguas abajo quedó en isla y las subestaciones colectoras fueron registrando disparos por subtensión o sobrefrecuencia (al quedar una isla de generación sin carga a la que alimentar salvo los servicios auxiliares). Esta información es coherente con la aportada por los generadores aguas abajo.

Sin embargo, existen varios elementos a aclarar con respecto al disparo:

- De acuerdo con la información sobre el tarado de esta protección, la relación de transformación del transformador de medida de tensión y las tensiones medidas en el momento en que actuó la protección, la tensión en el lado de 220 kV del autotrafo en ese momento superó el umbral de $70 \text{ V} \times 2.000 \times 1,73 = 242,5 \text{ kV}$, que efectivamente se corresponde con más del 110% de la tensión nominal de 220 kV. En concreto, se reportan 70,14 V en la fase [REDACTED] (equivalentes a 242,97 kV en el lado de 220) y que 55 ms. después saltaron las fases [REDACTED] por registrar cada una de ellas 70,53 V (equivalentes a 244,32 kV).
- Por una parte, consta que aguas abajo de [REDACTED] existen instalaciones de generación a las que les es de aplicación la Orden TED/749/2020, que exige

soportar transitorios de sobretensión por encima de la tensión durante un tiempo concreto, como se ilustra a continuación. Sin embargo, el tarado de la protección parece conllevar una desconexión inmediata al superar la tensión de referencia, que no sería lo esperable teniendo en cuenta la generación conectada a este nudo.

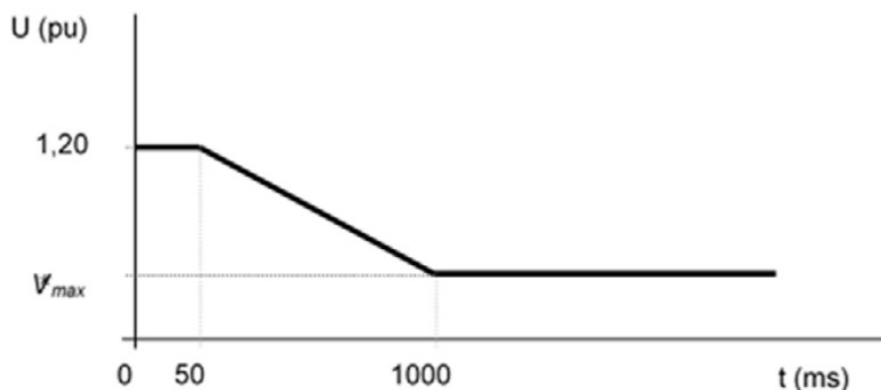


Gráfico 40 Tiempos mínimos de sobretensiones. fuente: Orden TED/749/2020

- Por otra parte, existen datos divergentes en cuanto a la tensión de disparo, puesto que como se ha dicho, REE afirma que la tensión en la red de 400 kV en ese punto y ese mismo instante era de 424 kV. Aplicando la relación de transformación nominal ($220 / 400 = 0,55$), los al menos 242,5 kV reportados por la ICE se corresponderían con 440 kV (16 kV más que los reportados por REE). Similarmente, los 424 kV referidos por REE se traducirían en 233,2 kV en el lado de 220 kV, que son 10 kV menos que los medidos por la protección de la ICE.

Esta cuestión podría ser compatible con una regulación o actualización de las tomas de transformador menos rápida de lo necesario, que podría ser adecuada para un nivel de tensión inferior en la red de transporte, pero, aparentemente, no el alcanzado en el momento de disparo.

Con fecha 28 de mayo, se ha solicitado a la empresa propietaria de la ICE información adicional la relación de transformación del autotrafo 220 kV /400 kV en el instante previo al disparo por sobretensión del interruptor, así como descripción del modo de regulación del cambiador de tomas del autotrafo, especificando si es automático o manual, el número de saltos / pasos y su % de variación, así como relación de los cambios realizados en las horas previas del 28 de abril. Para contrastar con otras mediciones de tensión, también se han solicitado los valores de tensión (en kV) registrados a ambos lados del autotrafo por los transformadores de [REDACTED]



[REDACTED] y en cualquier otro registro de medida disponible de las tensiones en el primario (400 kV) y secundario (220 kV) del citado transformador.

En fecha 10 de junio el agente reporta no disponer de información precisa de los cambios de tomas durante el día 28 de abril, ni la relación exacta de transformación en el momento previo al disparo de la subestación. No obstante, ha remitido registros oscilográficos de la instalación, que contienen mediciones de tensión en diversos puntos de la red interior de 220 kV y 30 kV.

Si bien de la información remitida por la ICE no es posible hacer una identificación exacta de los puntos donde se mide en 30 kV, los de 220 kV se podrían corresponder con los marcados en rojo en el esquema unifilar:

CONFIDENCIAL

Como se aprecia en la tabla de valores de los registros oscilográficos remitidos al comité, en el momento del disparo (12:32:57), ninguna tensión medida en la ICE en 30 kV y en 220 kV se encontraba por encima de 1,08 pu:

CONFIDENCIAL



Por tanto, con la información actualmente disponible, los datos podrían ser compatibles con un disparo “temprano” (es decir, antes de llegar a la tensión esperada) de la posición de generación.

El efecto de una pérdida de generación renovable instantánea sobre las tensiones en los nudos de la red es doble: por un lado, esa generación, si bien no realizaba control de tensión por consigna, estaba sujeta a un determinado factor de potencia de funcionamiento que hacía que las plantas estuvieran absorbiendo una determinada cantidad de energía reactiva de la red ([REDACTED] MVAR) que deja de ser absorbida con la desconexión; por otro, al desconectarse las plantas, la red cercana deja de transportar energía e incrementa su efecto capacitivo, generando más energía reactiva. El resultado combinado de ambos efectos es un incremento de la reactiva generada y de las tensiones en la red.

Evento 2: 12:33:16,460: desconexión en [REDACTED] (Badajoz)

A continuación, se expone el unifilar de la subestación de [REDACTED], a la que conectan:

- La central [REDACTED], titularidad de [REDACTED].
- Línea [REDACTED], titularidad de [REDACTED].
[REDACTED] A su vez, esta conecta con infraestructura aguas abajo a 220kV.

CONFIDENCIAL

Gráfico 42 [REDACTED]

La información aportada por los generadores conectados aguas debajo de esta instalación de evacuación indica que la desconexión se produciría en la propia infraestructura de evacuación. En concreto, [REDACTED] cuyas plantas inyectan en dos subestaciones colectoras ([REDACTED]), ambas conectadas a la subestación colectora [REDACTED] afirma que las subestaciones colectoras



detectaron una perturbación aguas arriba, no observable por ellos, a las 12:33:16:433, que dejó toda la red de 220 kV en isla y provocó la desconexión de los inversores de sus plantas por sobrefrecuencia y de las líneas de evacuación por sobretensión.

Con fecha 15 de mayo se ha realizado una solicitud a la sociedad conjunta que gestiona la evacuación [REDACTED] para que facilite información sobre las circunstancias de la desconexión. Se han recibido distintas respuestas a partir del 26 de mayo. Con los datos aportados por la sociedad conjunta, se confirma que la primera desconexión se produce en la infraestructura de evacuación.

Por su parte, la instalación de [REDACTED] afirma haber desconectado a las 12:33:17,527, es decir, con posterioridad al evento anterior.

En cuanto a la tensión en el momento del primer disparo:

- La tensión reportada por [REDACTED] en su instalación a partir de la información en su centro de control cuenta con un intervalo de tiempo de 10 segundos. El último valor registrado antes de caer a las 12:33:10 es de 428,87 kV y por tanto dentro de los límites operativos, si bien no hay disponible información más cercana al instante del disparo (unos 6 segundos después).
- Con base en las medidas de SCADA, antes del disparo no hay medidas que superen los 435 kV. Como se aprecia en el Gráfico 43 y según indica el operador del sistema, la tensión estaba en torno a 430-435kV, en función de la fase y la ubicación concreta, con anterioridad a las 12:33:15.

CONFIDENCIAL

Gráfico 43 [REDACTED]

Por tanto, con los datos disponibles, no se han detectado en estas mediciones valores que exceden el límite de tensión que debe soportar la generación antes de desconectar,



si bien no puede descartarse que, en el momento del primer disparo, unos instantes después de esta medición, no se hubiera excedido.

Por su parte, en el momento del segundo disparo [REDACTED], los datos de la oscilografía indican una sobretensión, registrándose un valor de 443kV, es decir, superior a los límites admisibles en el sistema.

[REDACTED] de la primera desconexión de [REDACTED] (360 ms después, a las 12:33:16,820) se registra la desconexión del parque [REDACTED], conectado a la subestación de [REDACTED] sobre el que se ha solicitado informe al titular de la instalación. El informe técnico recibido concluye que el disparo se produce por una sobretensión superior a 435kV por un espacio superior a 1,5 segundos, y superándose los 440kV antes del disparo.

Con base en cálculos de acuerdo con los datos medidos en una PMU de REE cercana [REDACTED] indican una tensión de 432kV.

Como información de contraste, se han obtenido datos de tensión de la subestación de [REDACTED], que miden 424,8kV a las 12:33:10, es decir, varios segundos antes del disparo. El siguiente dato disponible, 475,3kV, se da a las 12:33:30, es decir, ya después del resto de los eventos.

Por tanto, la información disponible no permite determinar la naturaleza del disparo, si bien se pone de manifiesto que la planta [REDACTED], conectada [REDACTED] de la red de transporte, se desconecta casi 2,5 segundos después, a las [REDACTED]

En cuanto a la desconexión de la eólica conectada a [REDACTED], el operador del sistema reporta en base a datos SCADA una tensión de 428,2kV.

Por su parte, la desconexión de [REDACTED] en [REDACTED] ocurre, según datos de SCADA reportados por el operador del sistema, a una tensión de 247,1 kV en la red de 220kV.

Ambos datos apuntarían a desconexiones “tempranas”.

Evento 3: 12:33:17,780: desconexión en [REDACTED] (Sevilla)



Según el operador del sistema, en el instante previo al disparo la tensión registrada en [REDACTED] llegaba a 437,91kV y, por tanto, inferior a los 440 kV.

En fecha 14 de mayo se ha realizado solicitud a [REDACTED] la sociedad conjunta que gestiona la evacuación de las posiciones de esa subestación para que facilite información sobre las circunstancias de la desconexión.

El titular respondió con un informe indicando que la desconexión se produce por la activación de la función de sobretensión, tras detectarse sobretensión en la red de 400kV. Sin embargo, en la información aportada el último valor minutal antes del disparo se sitúa en 418kV.

CONFIDENCIAL

Analizando los datos oscilográficos, se observa una distorsión en torno a la onda de tensión medida unos instantes antes del disparo. Con la información recibida, no es posible determinar si se trata de un problema en la de medida, y si esta distorsión ha sido determinante a la hora de detectarse la sobretensión que desencadena el disparo.

CONFIDENCIAL

Gráfico 44 Registro oscilográfico medido en [REDACTED].

En todo caso, en este punto las tensiones estaban próximas a los niveles máximos admisibles y, tras el disparo, siguen incrementándose.

Como conclusión, el sistema se encontraba en una situación con poca capacidad de controlar tensión, con tensiones que escalaban en varias partes del sistema. En este contexto, cualquier desconexión de generación renovable supone un incremento de

tensión por al menos dos vías: reducción en la absorción de reactiva al estar funcionado a factor de potencia, y reducción de carga de las líneas con el consiguiente incremento de generación de reactiva y, con ello, nuevo aumento de las tensiones.

Cada una de estas desconexiones, sea cual fuere su naturaleza, aproxima el sistema hacia un punto en el que, a falta de sistemas o herramientas que absorban suficiente energía reactiva, se convierte en un “punto de no retorno” mediante el inicio de una “reacción en cadena”.

FASE 3. COLAPSO HASTA EL CERO DE TENSIÓN

Siguiendo con la referencia de la fase anterior, una vez detonado el proceso de “reacción en cadena”, toda nueva desconexión es susceptible de continuar incrementando la tensión por los motivos ya expresados anteriormente (reducción de carga en las líneas, menor absorción de energía reactiva) y, con ello, perpetuando este “efecto cascada”.

En particular, una vez se superan en el sistema las tensiones que están obligadas a soportar las instalaciones de generación, es esperable la desconexión de generación. Aunque la tensión es una variable con componente local, este “efecto cascada” contribuye a que rápidamente se propaguen las condiciones de sobretensión hasta que, en el conjunto del sistema, las condiciones causan la desconexión de la generación que queda conectada.

Deslastres e imposibilidad de contención del evento

Con respecto a los deslastres de demanda, estos tienen como función responder ante problemas de balance, esto es, desequilibrios entre generación y demanda que no hayan sido solventados por alguna otra de las herramientas del sistema. En un caso general, una desconexión de generación intempestiva de un volumen concreto causa un desequilibrio entre generación y demanda (que debe ser reequilibrado), causando con ello una caída de la frecuencia y, en un extremo, desconectándose demanda mediante la activación de los deslastres de modo que se recupere el equilibrio.

Sin embargo, del análisis de los hechos del 28 de abril se desprende que no estamos ante un problema de balance en el que se pierde puntualmente una determinada cantidad de generación, sino una situación sistémica de sobretensión que es la que causa la desconexión generalizada de generación.



De hecho, es probable que, en este caso, la activación de los deslastes (si bien se ajusta a diseño, puesto que se activan automáticamente al cruzarse los correspondientes umbrales de tensión) pueda agravar la situación de sobretensiones como contrapartida, al reducir aún más la carga en una red ya de partida altamente mallada en un contexto de baja demanda, contribuyendo con ello a un nuevo incremento de las tensiones.

Como se ha indicado en el apartado descriptivo de la Fase 3, no es hasta prácticamente el final de la fase que se cruza el umbral inferior de subfrecuencia por debajo del cual es susceptible de desconectar el resto de la generación: en el grueso del proceso de desconexiones ha dominado el efecto de la sobretensión.

A título ilustrativo, en el momento 12:33:23, incluso habiéndose superado el umbral del último escalón de deslastre, se siguen midiendo tensiones más de un 20% superiores a las nominales: esto es, condiciones en las que la generación seguiría desconectándose, en cualquier caso.

Esto es, el “modo de fallo” en este caso no fue tanto una caída masiva de generación, sino una condición sistémica – en este caso, de sobretensión – que se propagaba tendiendo a generar nuevas desconexiones.

Dicho de otro modo, una vez iniciada esta fase, el modo de haber contenido el sistema hubiera sido una suficiente absorción de energía reactiva que permitiera reducir las tensiones más rápido de lo que la “reacción en cadena” tendía a elevarlas y, con ello, recuperar condiciones de tensión no susceptibles de hacer disparar generación.

Como se constata a lo largo de este documento, el sistema no contaba, en ese momento, con suficiente capacidad de control de tensión, impidiendo por tanto frenar el colapso una vez iniciada esta fase.

ANÁLISIS DEL PAPEL DE LAS INTERCONEXIONES

Como es sabido, el sistema eléctrico peninsular tiene un escaso nivel de interconexión con el continente europeo, de apenas un 3% de la capacidad instalada, muy lejos del objetivo del 15% establecido en la regulación europea.

Como se ha explicado, el nivel de interconexión es relevante desde el punto de vista de la estabilidad del sistema. Las regiones periféricas y poco conectadas



eléctricamente con el resto, como la península ibérica, están más alejadas del centro de gravedad del sistema y son más proclives a sufrir fenómenos oscilatorios inter-área como el de las 12:19 del 28 abril y, además, por estar en el extremo de ese “balancín que oscila”, percibe las oscilaciones con mayor amplitud que en los sistemas más conectados al centro.

Por tanto, de haber estado más interconectado el sistema español, la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos oscilatorios del día 28 de abril habría sido menor y, de producirse, lo habrían hecho con menor virulencia.

Más allá de su influencia en la estabilidad del sistema, las interconexiones son un elemento relevante para el análisis del incidente, por una cuádruple vía:

- Son una fuente de variaciones en los flujos de energía en la península, ya que, en un mercado interior como el europeo, los flujos por las interconexiones permiten a la generación y la demanda responder a las señales de precio que se pueden dar en los distintos mercados regionales. Esto significa que, cada 15 minutos, los flujos con Francia o Portugal pueden cambiar bruscamente si las diferencias de precio entre países lo promueven.
- También son un indicador de posibles problemas de balance en un sistema, ya que las interconexiones tienden a corregir instantáneamente los déficits o superávits sobrevenidos de potencia que se pueden dar en uno de los lados. Como se ha visto a lo largo del análisis, los desvíos en los programas de intercambio son una herramienta muy útil para identificar pérdidas de generación y para estimar o contrastar su magnitud.
- Las interconexiones pueden jugar un papel relevante en caso de un incidente, aportando de manera instantánea inercia y regulación primaria de frecuencia en la forma de potencia activa.
- Por último, las interconexiones fueron fundamentales para la rápida reposición del suministro, ya que la pronta aportación de tensión y energía desde Francia y Marruecos permitió levantar las primeras islas en Cataluña, País Vasco y Andalucía, desde las que alimentar a los servicios auxiliares de los ciclos combinados que fueron dando energía a la red.

En este apartado se recogen cronológicamente los aspectos más importantes del comportamiento de las interconexiones el día del incidente, algunos de los cuales ya han sido referidos en los apartados previos.

Primeras horas del 28 de abril

A las 6:00 h se produce un cambio de programa de aproximadamente 1.000 MW en la interconexión con Francia (pasando de 2.590 MW exportador a 1.600 MW exportador). Poco antes del inicio del cambio de programa se detectan variaciones de tensión en todos los nudos piloto de la red de 400 kV.

Por su parte, el flujo por las interconexiones refleja las variaciones en la potencia activa del sistema peninsular, respondiendo a los desvíos temporales entre generación y demanda. En la madrugada y mañana del día 28 de abril se han observado desvíos significativos sobre la programación de los intercambios con Francia.

En particular, en la mañana del 28/4 se produjeron dos desvíos significativos (diferencia entre el flujo programado y el flujo real) en el intercambio con Francia: uno a las 10:00 y otro a las 11:00.

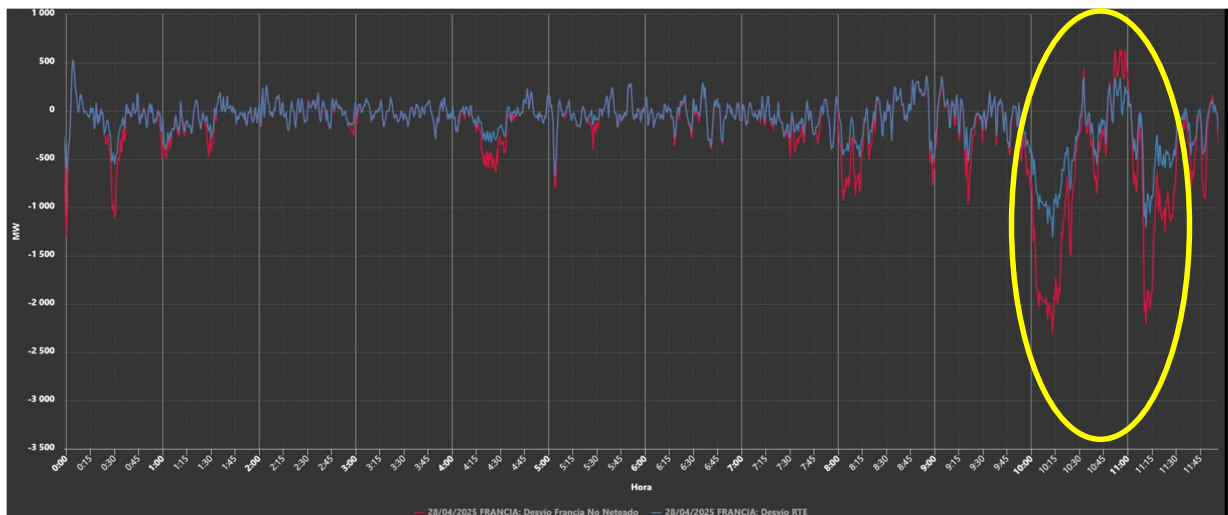


Gráfico 45 Intercambio programado (azul) y real (rojo) con Francia el 28 de abril. Fuente: REE

De acuerdo con este análisis, el desvío de las 10.00 se explicaría por un desvío en la producción fotovoltaica entre las 9:55 y 10:05 del entorno de los 900 MW (para la producción fotovoltaica estaba programado un incremento de casi 2.000 MW a esa hora) cuya causa más probable sea la reducción del precio marginal.

Los desvíos en las interconexiones no se corrigen inmediatamente, ya que existen unas reglas del mercado interior que, en aras de la coordinación y la eficiencia en la

operación, obligan a calcular previamente cuál es el desvío neto entre los dos lados de la frontera, para corregir solo mediante la activación de reservas de cada TSO la parte del desvío que no se puede netear.

En el caso del desvío de las 10:00, el desvío a corregir es prácticamente cero en todo momento y la duración total del desvío es incierta, pues depende de las activaciones de secundaria de todos los TSOs participantes en la plataforma europea y de las capacidades de intercambio disponibles.

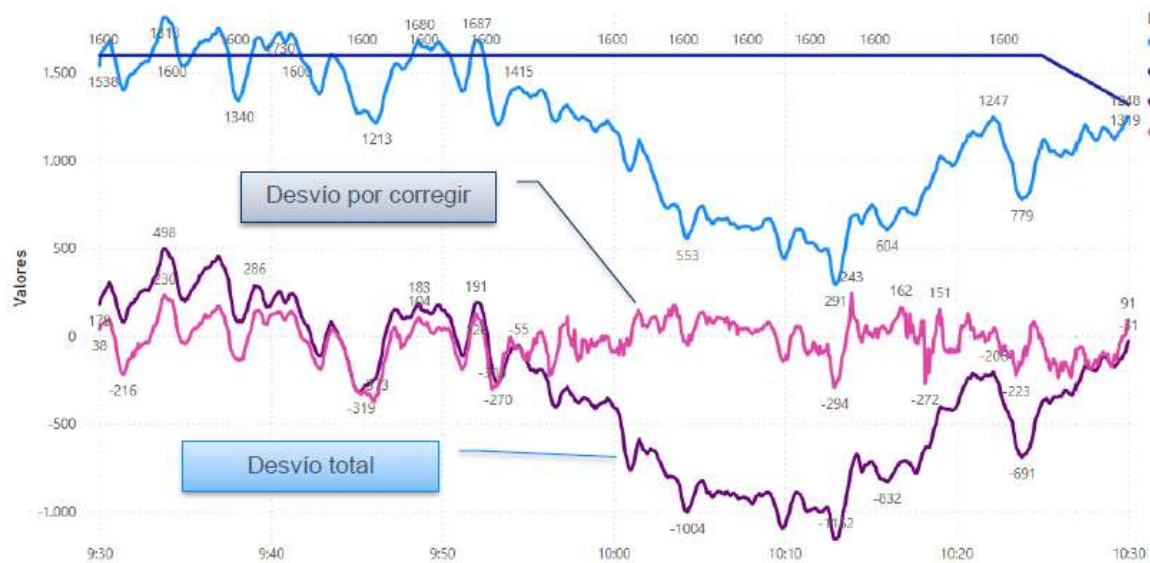


Gráfico 46 Desvío de las 10:00: desglose del desvío neteado y por corregir. Fuente: REE

El desvío de las 11:00, con la información disponible, no se puede explicar por el comportamiento de la generación, sino que se correlaciona con un desvío imprevisto y repentino de la demanda, que se incrementa en unos 1.200MW sin causa conocida y sin guardar similitud con días próximos. Este incremento “anómalo” de la demanda, marcado en gráfico inferior, es compatible con una reducción transitoria de la generación distribuida y de pequeño tamaño (incluyendo autoconsumo) en las redes de menor tensión.

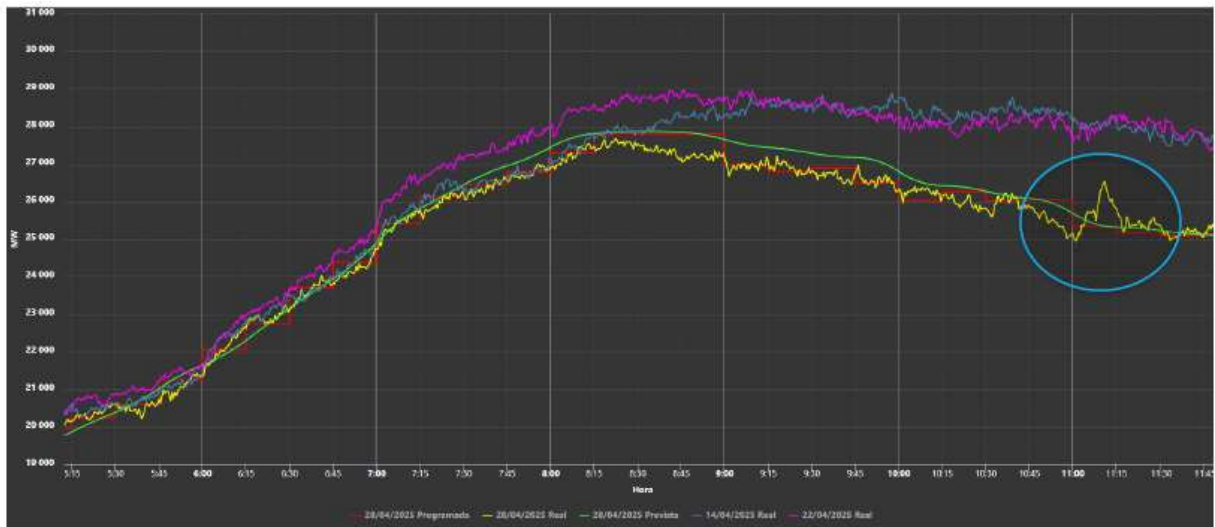


Gráfico 47 Desvío de las 11:00: incremento "anómalo" de la demanda. Fuente: REE

Al igual que con el desvío de las 10:00, la corrección total se dilata unos minutos, en este caso hasta las 11:17, una vez aplicado el neteo de necesidades de secundaria.

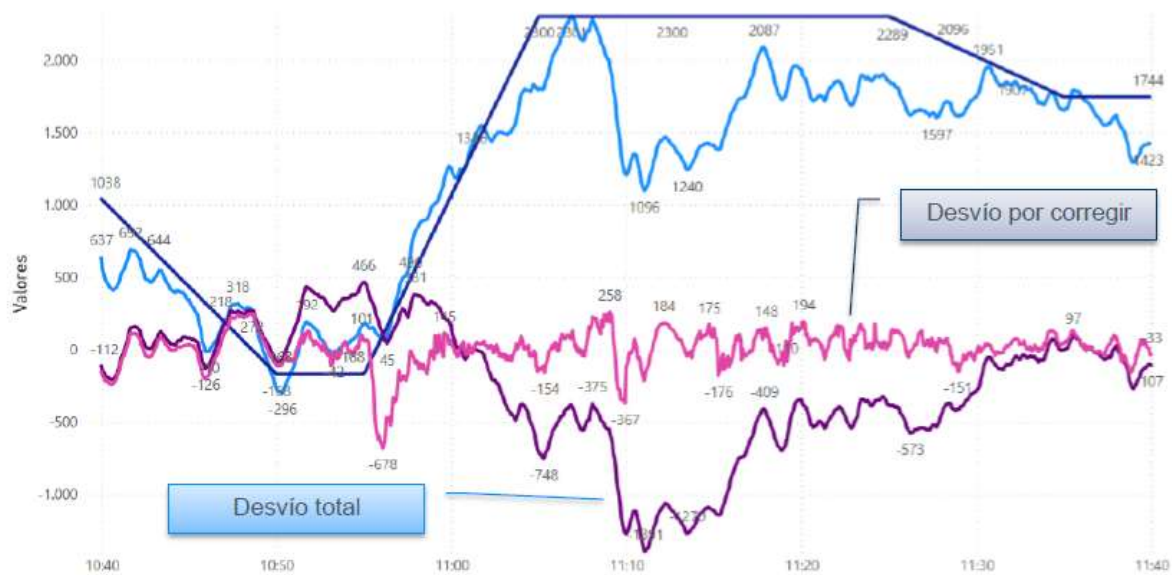


Gráfico 48 Desvío de las 11:00: desglose del desvío neteado y por corregir. Fuente: REE

Los desvíos en las interconexiones y, en general, las variaciones de flujo a, tienen un efecto sobre las tensiones ya que hacen variar la carga de las líneas de transporte, lo cual puede provocar variaciones de tensión en el sistema.

Primera oscilación (12:03)

Las interconexiones juegan un papel importante no solo en el origen de los fenómenos oscilatorios sino también en su amortiguamiento.



Como se ha explicado, en respuesta a la oscilación de las 12:03, REE adopta una serie de medidas para incrementar el amortiguamiento relacionadas con las interconexiones:

- Conforme a los protocolos acordados con el TSO francés, RTE, a las 12:04 se contacta con este para aplicar desde las 12:07 hasta las 13:00 una reducción del intercambio con Francia de 800 MW, fijando un programa de 1.500 MW de exportación.
- Asimismo, y también en línea con dichos protocolos, a las 12:06 se acordó con RTE una modificación del modo de funcionamiento del circuito en corriente continua (HDVC) de la interconexión, pasando a las 12:11 del modo de emulación AC (Pmode 3¹⁰) a modo DC (Pmode 1¹¹) con una consigna de 1.000 MW exportador.
- A las 12:15 se solicita a REN reducir el intercambio exportador a 2.000 MW para reducir el flujo de L-400 kV CEDILLO-FALAGUEIRA y para mejorar el amortiguamiento tratando de reducir la carga de las líneas. REN solicita mantenerlo a 2.500MW en la hora actual, acordándose finalmente que la reducción planteada se aplicará a partir de las 13:00.

En sus aportaciones, algún agente ██████████ ha vinculado el modo de operación del enlace en corriente continua HDVC como posible causa de aparición de las oscilaciones, citando un [documento técnico de ENTSOE](#) de 2019 en el que se postularía que la operación de estos enlaces emulando líneas de AC (Pmode 3), con líneas de AC reales operando en paralelo, podría favorecer la aparición de oscilaciones.

El acuerdo entre REE y RTE que establece las reglas de operación de la interconexión en tiempo real contempla actuaciones a realizar cuando existe riesgo por oscilaciones inter-área en determinadas circunstancias. En esos casos, el protocolo establece que deben adoptarse medidas que incluyen, entre otros, operar la interconexión HVDC en Pmode 1 (y si ya estaba operándose en este modo, aumentar el valor de consigna de flujo de potencia activa por el enlace), o cerrar transformadores y líneas en el sistema.

¹⁰ Modo de operación en el que la potencia activa por el enlace viene definida de manera similar a la de una línea de corriente alterna.

¹¹ Flujo a potencia constante según consigna.

En consecuencia, y como se ha mencionado, tras la primera oscilación de las 12:03, en torno a las 12:12¹², el modo de funcionamiento de la interconexión se pasó a DC, por lo que las oscilaciones posteriores ya ocurrieron con este modo de funcionamiento activado y por tanto estas oscilaciones no serían atribuibles a la interconexión funcionando en modo “emulación AC”.

Segunda oscilación (12:19)

Como consecuencia de estas nuevas oscilaciones, REE adoptó las siguientes medidas de amortiguamiento relacionadas con las interconexiones:

- A las 12:19 se contacta con RTE para reducir el intercambio con Francia a 1.000 MW desde las 12:20 hasta las 14h. Durante esta fase, se mantiene el modo de operación de la interconexión HVDC Pmode 1 que se había establecido previamente.
- Se contacta a las 12:20 con REN para reducir el intercambio con Portugal a 2.000 MW a las 12:30. El programa pasa de 2.545,2 a 2.000 MW y se comenzó a regular a las 12:27 h. Posteriormente, a las 12:26, se acuerda con REN reducir el programa adicionalmente a partir de las 12:45 (momento al que no se llegó, a producirse el cero a las 12:33).

Comportamiento de la interconexión durante las Fases 2 y 3

A las 12:30, tras los fenómenos oscilatorios, los flujos por las interconexiones se han programado limitándolos a 1.000 MW con Francia y 2.000 MW con Portugal.

A las 12:32, la exportación a Francia es de 1.500 MW y comienza a descender a medida que se empiezan a elevar a las tensiones y a perderse generación.

Tras la desconexión [REDACTED], el intercambio con Francia pasa de unos 450 MW exportadores a un intercambio casi cero o ligeramente importador. Esta misma tendencia continúa, y tras los disparos de [REDACTED], el incremento del saldo importador es de 895 MW y 1.510 MW, respectivamente.

¹² Es decir, unos minutos después de haberse amortiguado la oscilación, en torno a las 12:07, con las medidas adoptadas anteriormente.



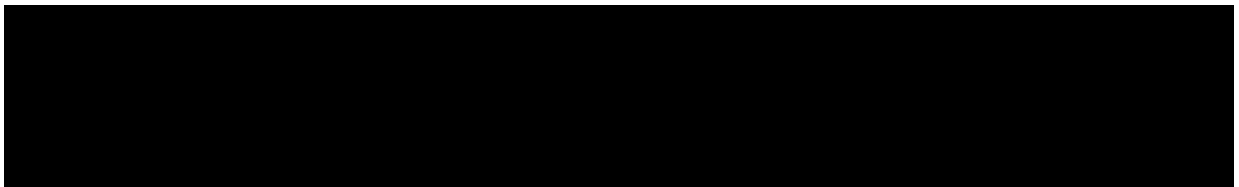
Como se ha explicado, con la caída de generación por sobretensiones en cascada, se alcanza a las 12:33:19,620 el máximo intercambio importador con Francia, llegando en valor absoluto a 3.807 MW (por las líneas de AC se importaban 4.609 MW y el HVDC en Pmode 1 devolvía a Francia 802 MW). En este momento, cuando el flujo de energía desde Francia alcanza su valor máximo, se produce la pérdida de sincronismo entre el sistema peninsular y el continental. A partir de ahí, aunque las líneas de interconexión siguen operativas, la aportación desde Francia decrece, incluso invirtiéndose el flujo de energía a partir de un determinado instante y llegando a exportar hasta 5.587MW, lo que agrava aún más la caída de frecuencia en el lado español.

Unos 4 s después del disparo [REDACTED], se produce la desconexión del sistema peninsular por actuación de las protecciones de pérdida de sincronismo y, otros 2 s después, la desconexión del cable HDVC (que seguía exportando unos 1.000 MW desde la oscilación de las 12:03) por el colapso de tensión en el lado español.

Tal y como se ha explicado, las interconexiones con Francia funcionaron según sus parámetros de diseño y de acuerdo con los modos de operación que tenían configurados.

Operación del enlace en el momento del colapso de tensión

Respecto a la cuestión de cómo pudo influir este modo de funcionamiento Pmode 1 en los eventos posteriores, el funcionamiento en modo Pmode 3 (emulación de una línea de corriente alterna) permite que, ante un evento de pérdida de generación en el sistema eléctrico peninsular, el flujo de potencia de dicho HVDC se adapte a las necesidades del sistema, incrementando su flujo de energía hacia la península, tal y como lo haría una línea de corriente alterna, mejorando las condiciones de estabilidad. Esta regulación de la potencia activa en el enlace se realiza a partir de la diferencia angular de las tensiones a ambos lados de la frontera, por lo que no se trata de una regulación por control de frecuencia.¹³ A su vez, tras la experiencia obtenida en eventos oscilatorios pasados, este comportamiento de emulación se configuró para tener una





respuesta más lenta y mejorar así el comportamiento del HVDC desde el punto de vista de la estabilidad oscilatoria.

Por tanto, si el enlace HVDC hubiera estado configurado en Pmode 3 en el momento del colapso de frecuencia, la aportación de potencia activa desde el sistema europeo podría haber sido de hasta 3.000 MW más de los que se llegaron a alcanzar (pues no solo no se habrían estado exportando los 1.000 MW fijados por consigna sino que se habrían podido importar hasta 2.000 MW) por lo que la caída de frecuencia en el sistema peninsular podría haber sido más lenta y, por tanto, el ritmo de desconexión de la generación por subfrecuencia, también más lento. Sin embargo, no parece evidente que esta mayor aportación de potencia activa desde el sistema continental pudiera haber evitado el resultado final del colapso, ya que el problema en el sistema peninsular según la información remitida por el Operador del Sistema no era de balance de potencia activa, inercia o regulación primaria sino de sobretensiones: se constatan sobretensiones significativas en la red de 400kV más allá de las 12:33:23, prácticamente el final de la fase de colapso, lo cual hubiera seguido conllevando la desconexión de generación a pesar de una ralentización en la caída de la frecuencia.



OTROS FACTORES ANALIZADOS

En este apartado se analizan otras dimensiones de la seguridad de suministro, cuya explicación conceptual se incluye en el Anexo X del informe, así como otras circunstancias y factores relevantes para la comprensión de lo sucedido.

Inercia

En lo que hace a la inercia, el operador del sistema indica que antes del incidente el sistema tenía unos niveles de inercia de 2,3 s (sin contar con las aportaciones a través de las interconexiones), que es un valor superior a los 2 s recomendados por ENTSOE en su proyecto INERTIA, publicado el pasado mes de enero de 2025.

En cuanto a la disponibilidad de inercia en el sistema, y más allá de la referencia de 2 segundos marcada por ENTSO-e, se constata que hasta al menos las 12:33:19 no se alcanzó un umbral de derivada de frecuencia de 1Hz/s (aquel considerado que puede conllevar “un incidente de grandes dimensiones”), mientras que la generación a la que es de aplicación el reglamento de requisitos para generadores debe soportar valores de derivada de frecuencia de 2Hz/s.

Por otra parte, a modo de referencia, la generación debe ser capaz de mantenerse en funcionamiento por tiempo ilimitado por encima de los 48,5 Hz, y durante un periodo de 30 minutos entre los 47,5 y los 48,5Hz. La configuración de los “cortafuegos de frecuencia” del sistema, esto es, las protecciones por deslastre, empiezan a partir de 49,5Hz para el bombeo y entre 49 y 48Hz para los seis escalones de deslastre en el caso de la demanda

Según los datos aportados por el operador del sistema, el 28 de abril no fue hasta las 12:33:20:180 que llegó el primer escalón de deslastre, mientras que hasta al menos las 12:33:22 las frecuencias estaban dentro de los límites en los que los generadores deben ser capaces de mantenerse conectados. A su vez, como se ha indicado anteriormente se constatan sobretensiones significativas en la red de 400kV más allá de las 12:33:23, un escenario que hubiera seguido causando desconexiones de generación independientemente de la frecuencia. Por ello, es altamente probable que, en un escenario de mayor inercia y por tanto una ralentización de la caída de frecuencia, la “ola de sobretensión” hubiera provocado el “efecto cascada” en todo caso, haciendo caer una parte significativa de la generación y superando con ello la

capacidad de respuesta de las protecciones por subfrecuencia (ver apartado relativo a los deslastes).

Reserva

Según los datos aportados por el operador del sistema, el sistema presentaba también un nivel de reservas holgado. La reserva es el margen de potencia de respaldo o “back up” que tiene el sistema para utilizar en cualquier momento en caso de que sobre o falte energía (la reserva es tanto “a subir” como “a bajar”). Hay distintos tipos de reserva en función del tiempo necesario para su activación. La más rápida (inmediata) es la reserva es la reserva primaria, que es otra dimensión de la inercia antes comentada, ya que la regulación instantánea de frecuencia que dan las máquinas síncronas se realiza mediante una regulación de la potencia inyectada en la red.

Adicionalmente existe reserva secundaria y terciaria, que se activan en segundos o minutos, respectivamente. La reserva la puede dar tanto la generación como la demanda o el almacenamiento, si bien el mayor porcentaje lo aporta la generación. El tipo de reserva que puede aportar cada tecnología depende de su rapidez de arranque y regulación y también de si está funcionando ya o está parado y debe arrancar desde frío.

En general, los procedimientos de operación exigen que las reservas sean suficientes para hacer frente al mayor grupo de generación disponible en el sistema. En España este volumen es el correspondiente al mayor grupo nuclear en el sistema, en el entorno de los 1.000-1.100 MW. En ese momento, había cerca de 3.000MW de consumo de bombeo, que es el primer consumo en desconectarse en caso de detectarse escasez de energía (bajada de la frecuencia). En cuanto a la reserva rodante, aquella que pudiera activarse en aproximadamente 15 minutos, los niveles también eran muy superiores a los necesarios. En concreto, la reserva terciaria a subir disponible justo antes del incidente superaba los 7.000 MW y a bajar superaba los 5.000 MW.

Restricciones técnicas para el 28 de abril

En la programación de restricciones técnicas para el 28 de abril realizada el día anterior, se contaba para las horas centrales del día con 12 grupos térmicos acoplados con obligación de control por consigna (de los cuales 10 programados específicamente para control de tensión dinámico, otro programado por otra motivación y otro por entrada por mercado). En concreto: 4 centrales nucleares XXXXXXXXXX



[REDACTED] y 7 centrales de gas [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Como se ha explicado en el apartado de caracterización del sistema el 28 de abril, la programación de los grupos térmicos en cada momento del día obedeció a objetivos distintos de seguridad: control de tensión estático y dinámico, reserva para las rampas de subida y bajada de la demanda, restricciones en la red por sobrecarga en caso de N-1, etc.

Tras el fallo del grupo [REDACTED] la tarde del 27 de abril, finalmente se contó con un ciclo combinado menos en la zona sur. No obstante, tras la oscilación de las 12:03, el operador del sistema identificó necesidad de controlar tensiones y reforzar el amortiguamiento en la zona sur, por lo que solicitó la conexión de un nuevo grupo en esta zona, buscando la central que pudiera acoplar en el menor tiempo posible. Como ya se ha indicado el grupo programado fue [REDACTED] (que finalmente no llegó a conectar al no llegar a tiempo antes de las 12:33).

Al objeto de caracterizar esta circunstancia, se ha solicitado al operador del sistema aclaración de las razones por las que, a pesar de que el grupo [REDACTED], declarado indisponible en la tarde del 27 de abril, estaba inicialmente programado en el PDVP para las 24 horas del 28 de abril, la programación en tiempo real de la [REDACTED] que lo sustituía solo cubrió las referidas 4 horas (hasta las 9:00).

El Operador del Sistema argumenta que, en el análisis del 27 de abril, se identificaba la necesidad de contar con generación con capacidad de regular tensión en [REDACTED], lo que justificó la programación de [REDACTED] al ser el grupo con oferta de restricciones técnicas más competitiva.

Tras declararse indisponible esta central, el operador argumenta que la decisión de no mantener la programación por restricciones técnicas en tiempo real a partir de las 9:00 se basó en la situación de operación hasta ese momento y la previsión para las siguientes horas, con niveles de tensión adecuados y suficientes recursos para el control de tensión en la zona. Tampoco se consideró necesaria su programación por otras necesidades (cobertura de la demanda).

Atendiendo a situaciones similares a la del día 28 de abril en cuanto a grupos acoplados en [REDACTED] no parecen identificarse situaciones problemáticas para la

operación y con correctos niveles de tensión (días 31/03/2025, 01/04/2025 al 07/04/2025 o 27/04/2025). En cualquier caso, como resultado de las circunstancias descritas y de las decisiones adoptadas por el operador del sistema, el número final de grupos térmicos acoplados a las 12:30, justo antes del evento, fue de 11, cifra que no se ha registrado en ningún otro día este año. Desde el 1 de enero de 2025, hubo 12 grupos térmicos acoplados en 13 días [REDACTED], superando esa cifra el resto de los días.

En este análisis no se incluye la generación hidráulica acoplada, en general por mercado, y que también puede contribuir al control de tensión en función de su tamaño.

CONFIDENCIAL

Gráfico 49 Grupos térmicos acoplados en programa diario final (P48). Fuente: elaboración propia

Control de tensión de las centrales obligadas a regular tensión

En concreto, como se ha explicado, a las 12:30 había 11 centrales térmicas acopladas con obligación de regular tensión por consigna: 4 centrales nucleares [REDACTED]

[REDACTED], 1 central de carbón [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] y 6 centrales de gas [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Los grupos que resultan programados por restricciones técnicas para controlar tensiones perciben una retribución por ello, ya que las restricciones técnicas se asignan mediante un procedimiento competitivo en base a ofertas marginales que permiten a los proveedores del servicio recuperar sus costes y, en función del grado de competencia de cada mercado, tener un mayor o menor beneficio.

Con base en la información recibida, existen discrepancias sobre el comportamiento por parte de distintos grupos e instalaciones en relación con la gestión de tensión o la energía reactiva, en relación con lo establecido en la normativa de aplicación¹⁴.

¹⁴ P.O. 7.4 “Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”, Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y

En el caso de la generación síncrona de más de 30MW, que está obligada a proveer un control de tensión por consigna de acuerdo con el P.O. 7.4, el operador ha reportado una insuficiente absorción de energía reactiva por prácticamente la totalidad de los grupos acoplados en uno o varios periodos de la mañana del 28 de abril. En particular, según los datos del operador del sistema, en las zonas central y sur, donde antes se detectaron los incrementos de tensión, los grupos [REDACTED] no habrían absorbido toda la energía reactiva necesaria para el adecuado control dinámico de tensión.

Ninguno de los agentes ha reportado haber detectado o programado el 28 de abril un comportamiento de los grupos térmicos distinto a días o épocas anteriores.

Sin embargo, se ha constatado, con la información aportada por los generadores, que en los minutos y horas anteriores al cero, con niveles de tensión ya elevados (por encima de 410-420kV) en la red de 400kV, varios de los grupos térmicos acoplados no respondían como era de esperar en ese contexto: o bien absorbían menos energía reactiva de lo esperado por el operador del sistema, no aportando el suficiente control de tensión o, en algunos casos generaban energía reactiva en lugar de absorberla (contribuyendo por tanto a empeorar la sobretensión).

En particular, se ha comprobado que grupo conectado en la zona sur [REDACTED] se comportó de forma visiblemente distinta a otras centrales conectadas en ese momento:

- Lo esperable, y lo observado en el resto de las centrales conectadas ese día analizadas, es que la absorción de energía reactiva siga un patrón asociado a las tensiones en la red (a mayor tensión, mayor absorción de reactiva). Así se aprecia, por ejemplo, la curva de energía reactiva con respecto a la curva de tensión en las centrales de [REDACTED] con carácter general, a mayor tensión, se observa una mayor absorción de reactiva.
- Si bien, como ya se ha indicado, el operador reporta que la absorción de reactiva no era suficiente.
- Sin embargo, en el caso de [REDACTED] la absorción de reactiva no parece mostrar ninguna relación con el perfil de tensión. Es decir, esta central muestra un

la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad



comportamiento muy distinto al del resto de centrales analizadas, y un comportamiento inadecuado para el control de tensión.

Contribución a la tensión de otras instalaciones

El operador del sistema ha analizado la contribución a la tensión de otras instalaciones a las 12:32, momento en que comienzan a incrementarse rápidamente las tensiones.

En el caso de instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, de acuerdo con el RD 413/2014, deben mantener un factor de potencia entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo de forma horaria. Se han analizado por el operador del sistema las 850 instalaciones con mayor generación en ese momento. Se ha reportado que casi el 22% de las instalaciones analizadas no cumplían el criterio de factor de potencia aplicable. Según el análisis del operador, en los nodos donde el cumplimiento no era el esperable, la generación era relativamente baja (con una mediana del 11% con respecto a la potencia instalada). Por tanto, se podría atribuir este incumplimiento, al menos parcialmente, al efecto capacitivo de las infraestructuras de evacuación de generación, que están menos descargadas en los momentos de baja generación.

En el caso de consumidores, de 141 puntos de suministro conectados directamente a la red de transporte se ha detectado que 20 no cumplían con el factor de potencia exigido por la normativa vigente (el P.O 7.4 para los de más de 15 MW y la Circular 3/2020- para el resto) o, en su caso, por los requisitos del Proyecto Demostrativo de Regulación de Tensión de la Demanda (PDR).

En el caso de las redes de distribución, que están sujetos a los mismos requisitos que los consumidores del P.O. 7.4, de un total de 283 puntos frontera entre las redes de transporte y de distribución que deben proveer el servicio, el operador refiere incumplimientos en entre el 9,4% y el 21,4% de los puntos frontera entre las redes de transporte y de distribución.

Por tanto, con los datos del operador del sistema, se puede concluir que distintas instalaciones contribuían a aumentar la tensión o, en todo caso, no contribuían a mejorar la situación en la proporción esperada por el Operador del Sistema.

Infraestructuras comunes de evacuación

El despliegue de la generación renovable vivido en España en los últimos 25 años ha favorecido la aparición de complejas estructuras de evacuación de clústers de



generación que se conectan a un único punto de la red de transporte, en la mayoría de los casos.

Por eficiencia económica y ambiental, para aprovechar corredores eléctricos y minimizar el impacto y los costes, se han desarrollado redes privadas de subestaciones y líneas colectoras en forma de “árbol de Navidad”, de las que cuelgan en ocasiones varias decenas de plantas pertenecientes a distintos titulares que, mediante acuerdos privados, construyeron y/o usan infraestructuras comunes para la evacuación (ICE).

Cada una de las plantas puede, a su vez, estar adscrita a su propio centro de control de generación, mientras que la parte común puede estar gestionada por uno de los generadores, por una sociedad participada por varios, en ocasiones por una entidad sin personalidad jurídica (AIE) o incluso por un tercero. El titular de la infraestructura común de evacuación suele, a su vez, subcontratar a un tercero los servicios de operación y mantenimiento de los activos, siendo estas empresas de ingeniería las que maniobran y controlan las protecciones y medidas.

Estas estructuras de titularidad y gobernanza tan complejas dificultan el análisis de un evento como el del 28 de abril, ya que no resulta fácil recabar toda la información (que, en ocasiones, ha requerido que el gestor de las infraestructuras recabara el consentimiento del conjunto de socios), identificar a los propietarios de la misma, asegurar su coherencia y comparabilidad.

En algunas ocasiones, estas sociedades han mostrado y/o reconocido no tener capacidad para recabar y analizar los datos solicitados, requiriendo la contratación de terceros para estas tareas y dando largos plazos de respuesta.

Una de las cuestiones identificadas como relevantes durante el análisis es que los generadores conectados “aguas abajo” no siempre tienen visibilidad ni capacidad de gestión de las condiciones y operación de las infraestructuras de evacuación. En relación con la tensión, que ha sido una variable clave en lo sucedido el 28 de abril, distintos generadores han reportado no conocer los datos relativos a las medidas y gestión de las infraestructuras de evacuación a las que se conectan. El hecho de existir transformadores en la infraestructura de evacuación, con sus propias relaciones de transformación y gestión independiente, puede generar retos adicionales, como se desarrolla en el posterior apartado relativo a relaciones de transformación.



Por otra parte, las propias infraestructuras de evacuación tienen sus propios efectos capacitivos y por tanto su propia contribución a la energía reactiva y al control de tensión, lo cual debe ser tenido en cuenta en su diseño y operación.

En todo caso, es importante recordar que la regulación es clara al establecer que las obligaciones y requisitos técnicos de operación y conexión son exigibles en el punto frontera con la red.

Granularidad de los mercados

En las interacciones con los distintos agentes ha habido un elevado nivel de consenso en el reto que supone el avance de mercados horarios hacia cuartohorarios / quinceminutales. En este sentido, desde el 18 de marzo de 2025, la negociación del mercado intradiario es cuarto-horaria. Es decir, pueden producirse hasta 4 resultados distintos del mercado en cada hora, lo cual puede llevar a cambios en los programas de producción o en los enlaces en cada uno de estos momentos.

Este proyecto se inicia en el año 2020 con el objetivo de dar respuesta al requerimiento del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento y del Consejo, de 5 de junio de 2019, en el que determina que los NEMOs deben ofrecer a los participantes en el mercado la oportunidad de negociar a intervalos al menos tan cortos como el periodo de liquidación de desvíos o Imbalance Settlement Period (ISP), tanto en el mercado diario como en los mercados intradiarios.

Esa mayor granularidad de los mercados intradiarios, con señales de precios cada 15 minutos, junto con el desarrollo de un mix de generación cada vez más distribuido y con mayor capacidad de respuesta a las señales de precio, hace que los cambios en los flujos de energía sean cada vez más frecuentes, más bruscos y potencialmente de mayor magnitud, lo que supone un reto creciente para la estabilización de las tensiones.

Asimismo, el hecho de que, con la regulación actual, parte de esta generación está sujeta a factor de potencia en lugar de control dinámico de tensión, conlleva que las subidas y bajadas de esta generación provoquen, a su vez, subidas y bajadas en la absorción de energía reactiva, contribuyendo a estas variaciones de tensión.

La relevancia de los cambios bruscos de programa recae en la capacidad casi instantánea de reacción de las tecnologías conectadas a la red mediante electrónica



de potencia a señales de precio o a consignas, así como el hecho de que hasta el momento estas tecnologías están sujetas – por regulación – a un factor fijo de potencia. Una variación brusca al alza o a la baja en producción (por ejemplo, por cambios de precio) conlleva, por tanto, una contribución también brusca a la baja o al alza a las tensiones, puesto que la absorción de energía reactiva por parte de estas instalaciones está configurada para ir directamente ligada a la producción de energía. Como factor adicional, cambios en la producción en instalaciones suponen cambios en las cargas de las líneas asociadas (y, con ello, cambios en su comportamiento con respecto a la energía reactiva y por tanto en las tensiones).

Como se ha señalado, está previsto que el mercado diario pase próximamente también a negociarse con periodicidad cuarto-horaria (casación cada 15 minutos, en lugar de cada hora). El arranque del mercado diario cuarto-horario estaba previsto para el 11 de junio de 2025, habiéndose retrasado la fecha al 1 de octubre de 2025 recientemente¹⁵. Cuando el mercado diario sea cuartohorario, la magnitud de las variaciones de programas cada 15 minutos serán potencialmente mayores, pues el mercado diario es el que más energía moviliza.

Relación de transformación y velocidad de variación de la tensión

Una de las cuestiones que se ha suscitado durante el análisis del comportamiento de las tensiones es cómo la velocidad de los cambios de la tensión en la red de transporte, y no tanto los valores absolutos alcanzados, puede tener efectos indeseables en otras partes del sistema: redes de distribución, generación y demanda.

Debido a que las tensiones de la red de transporte (400 kV y 220 kV) son tensiones superiores a las de operación de la red de distribución o las de la inyección de la generación o conexión del consumo, es necesario instalar transformadores de tensión entre unos y otros elementos. Estas máquinas no solo elevan o reducen la tensión, sino que sirven para regular y mantener niveles adecuados de la tensión, absorbiendo y modulando las variaciones que se puedan producir en la red de transporte.

Los procedimientos de operación establecen valores máximos y mínimos entre los que se debe operar la red, pero no incorpora actualmente ninguna limitación cuantitativa a

¹⁵ Decisión del Market Coupling Steering Committee (operadores del mercado y operadores del sistema) del 14 de mayo de 2025, motivada por constatarse que algunos operadores del mercado no han acreditado estar preparados técnicamente para el arranque en la fecha prevista del 11 de junio de 2025



la variación / derivada de la tensión más allá de un principio general de que deberá garantizarse, en todos los casos, la no existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión. Este requisito puede resultar más restrictivo, en ciertos casos, que la condición de mantener la tensión.

Atendiendo al hecho de que las tensiones pueden fluctuar a un lado u otro del transformador, los transformadores que reducen la tensión de la energía de la red de transporte hasta los distintos niveles de la red de distribución y hasta los consumidores, suelen contar con distintas “tomas” que permiten ajustar la relación de tensión entre un lado y otro en torno a la relación nominal. Por tanto, en función de la configuración en un momento dado de estos transformadores, es posible que una tensión “correcta” (dentro de los límites marcados por la normativa) en la red de transporte se perciba como una sobretensión en el lado de la distribución, o para los generadores conectados a una ICE.

En el caso de generadores, es preciso aclarar que las obligaciones están referidas a las condiciones en la red de transporte. Por tanto, se identifican datos compatibles con una inadecuada configuración de la relación de transformación entre la red y generación o distribución, pudiendo ser uno de los factores que ha podido contribuir en las caídas de generación, tanto en distribución como en transporte. A su vez, esto puede contextualizarse por un exceso en la velocidad de variación de la tensión: partiendo de unas relaciones de transformación correctas en un contexto de tensión baja o moderada, una subida de tensión en la red de transporte lo suficientemente rápida, aunque permanezca siempre dentro de parámetros, puede suponer una sobretensión en el otro lado del transformador, si éste no se ha ajustado de forma suficientemente ágil a las nuevas condiciones.

Sin embargo, como se ha indicado anteriormente, es preciso destacar que los procedimientos de operación no establecen actualmente limitaciones al ritmo de variación de tensión.

Correlación con potencia síncrona acoplada y con generación fotovoltaica

Una empresa consultada [REDACTED] ha estudiado la correlación entre la volatilidad de las tensiones en la red, la probabilidad de observar eventos extremos de tensión y la cantidad de generación asíncrona (fotovoltaica) y de generación síncrona (con control



de tensión por consigna) acoplada. Ha realizado el mismo análisis para las semanas previas al 28 de abril y para las posteriores al 28 de abril, en las que el operador del sistema viene aplicando un “modo de operación reforzado”, que consiste, en esencia, en una mayor programación de grupos con capacidad de control de tensión así como rampas “suavizadas” de subida y bajada de instalaciones fotovoltaicas (que, gracias a la electrónica de potencia, tienen capacidad de conectar y desconectar grandes cantidades de generación en instantes).

Los resultados del análisis muestran que existe una cierta correlación entre la estabilidad de las tensiones y la cantidad de generación solar o la cantidad de generación síncrona acoplada, aunque esta correlación no es igual de fuerte en todos los nudos observados.

De hecho, en la mayoría de los nudos de la red analizados, no se aprecia correlación entre la estabilidad de las tensiones y la cantidad de generación solar o la cantidad de generación síncrona acoplada. Por ejemplo, se observan también elevada probabilidad de episodios de tensiones inestables con poca generación fotovoltaica o con mucha generación síncrona acoplada. Sin embargo, sus análisis indican que hay un factor mucho más determinante en la estabilidad de las tensiones: el hecho de que los análisis se realicen en el sistema antes o después del 28 de abril.

Así, desde la aplicación del modo de operación reforzada, las tensiones muestran un comportamiento claramente más estable, con menor variabilidad y probabilidad de ocurrencia de eventos extremos para un mismo nivel de generación fotovoltaica o de generación síncrona acoplada. Es decir, aislando el efecto de mayor o menor generación fotovoltaica o mayor o menor potencia con obligación de control de tensión acoplada, era más determinante el hecho de si los datos analizados eran anteriores o posteriores al 28 de abril.

Por tanto, se desprende que hay un comportamiento distinto en el sistema desde el 28 de abril que no se explica exclusivamente por una mayor o menor potencia síncrona acoplada.

En ausencia de cambios no identificados en otras variables que pudieran afectar al control de tensión, esta mayor estabilidad observada post incidente sería compatible con las rampas más suavizadas, y/o con un cambio en el comportamiento de la



generación, demanda y distribución en cuanto a su contribución al control de tensión y por tanto con la tesis de que, el día del incidente, éste fue inadecuado o insuficiente.

Episodios previos al 28 de abril

Algunos agentes han referido episodios previos de inestabilidad en las tensiones este mismo año, citando el 31 de enero, el 19 de marzo y el 22 y 24 de abril y relacionado la situación previa del día 28 con la de estos precedentes, particularmente con la del 22 de abril.

En ambos incidentes, del 22 y 24 de abril, el sistema fue capaz de corregir la desviación de tensiones con los recursos disponibles en el sistema, sin mayores repercusiones que las señaladas. No obstante, dado la relevancia que se ha dado a los eventos del 22 y el 24 de abril en varias de las aportaciones recibidas, se procede a continuación a analizar estas situaciones, con el objeto de extraer similitudes y diferencias con respecto al 28 de abril.

Episodio del 22 de abril de 2025

El 22 de abril, a las 19:00 se produjo un episodio de sobretensiones en la red de transporte que provocó la desconexión de más de una [REDACTED] algunas subestaciones de evacuación de generación [REDACTED] [REDACTED] y grandes consumos industriales [REDACTED] [REDACTED]

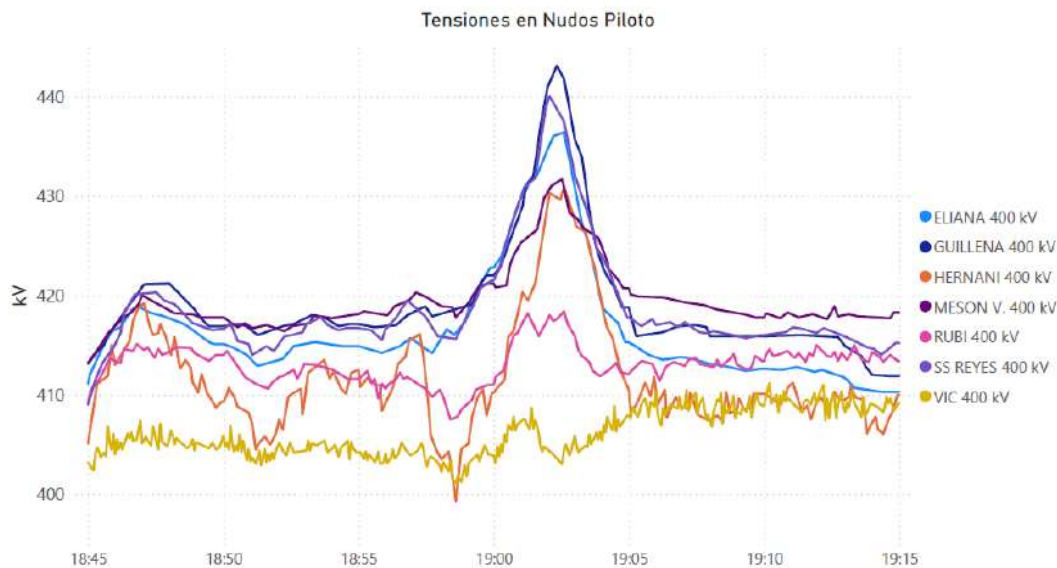


Gráfico 50 Tensiones de la red de 400kV durante el incidente del 22 de abril. Fuente: REE

Tras advertir los impactos de este evento, desde el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico solicitó al Operador del Sistema informe de lo ocurrido. Dicho informe se recibe el 28 de abril poco antes de las 11h.

La explicación dada por REE sobre el episodio es que una combinación de causas que si bien, de manera aislada, son relativamente frecuentes en la operación, en la situación del pasado día 22 de abril, coincidieron simultáneamente:

- El cambio de programa de intercambio con Portugal de 1.650 MW, que tiene un impacto muy importante en los flujos de toda la península.
- El gradiente de bajada de la producción fotovoltaica por radiación solar, que es típicamente de 500 MW/min en esos instantes. Esta reducción se aceleró por haber resultado asignados en los servicios de balance 750 MW a bajar adicionales para ese cuarto de hora.
- Indisponibilidades de red importantes en la zona centro. Esto origina que el transporte se focalice en unas pocas líneas que pasan de estar muy cargadas consumiendo reactiva, a estar descargadas en apenas un minuto, comportándose como condensadores.



- El estado de la interconexión con Francia, con una línea indisponible y con máximo programa exportador. El transporte se centralizaba desde Portugal a Francia a través de una zona centro debilitada.
- La reducida generación convencional, térmica e hidráulica, acoplada en el sistema. Actualmente, esta es la única tecnología que provee regulación continua de la tensión. La mayor parte de estos grupos habían sido acoplados por restricciones técnicas para el control continuo de la tensión.
- La generación eólica y fotovoltaica era el 59,21% de la generación conectada en el sistema y, dado que actualmente su participación en control de tensión está basada en seguimiento del factor de potencia, no ayudaron a sujetar el perfil de tensiones.

REE también manifiesta que la situación del día 22 hubiera sido distinta si esta generación renovable (fotovoltaica y eólica) controlase la tensión, ayudando así a mantener estable la tensión en tiempo real y evitando el acoplamiento de grupos térmicos por restricciones.

En una comunicación pública, REE indicó que no podía correlacionarse el día 22 como hecho aislado y excepcional con el cero energético ocurrido el 28 de abril.

- El GTOSE ha realizado una solicitud a [REDACTED] para que informe sobre el comportamiento de sus instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte el día 22 de abril. [REDACTED] confirma que se registraron sobretensiones compatibles con la desconexión de los equipos de acuerdo con la configuración de las protecciones.

En cuanto al comportamiento de la generación térmica el día 22 de abril, y de acuerdo con la información proporcionada por los titulares de las centrales, todos los grupos analizados reaccionaron de tal forma que, al subir las tensiones en torno a las 19h, se incrementó su absorción de reactiva.

De hecho, en el caso de la central [REDACTED], llegó a absorber casi [REDACTED] de energía reactiva, más de 3 veces más lo máximo absorbido en el minuto 12:32 del día 28 de abril, por lo que se concluye que esta central sí dispone de la capacidad técnica de llegar a niveles de absorción de reactiva superiores a los que mostró en los momentos clave del 28 de abril.

Episodio del 24 de abril de 2025

El caso del 24 de abril fue opuesto: REE ha informado de que se trató de un fenómeno de caída de las tensiones en el sistema entre las 18:00 y 18:03, que no tuvo consecuencias ni en instalaciones de generación ni en consumo.

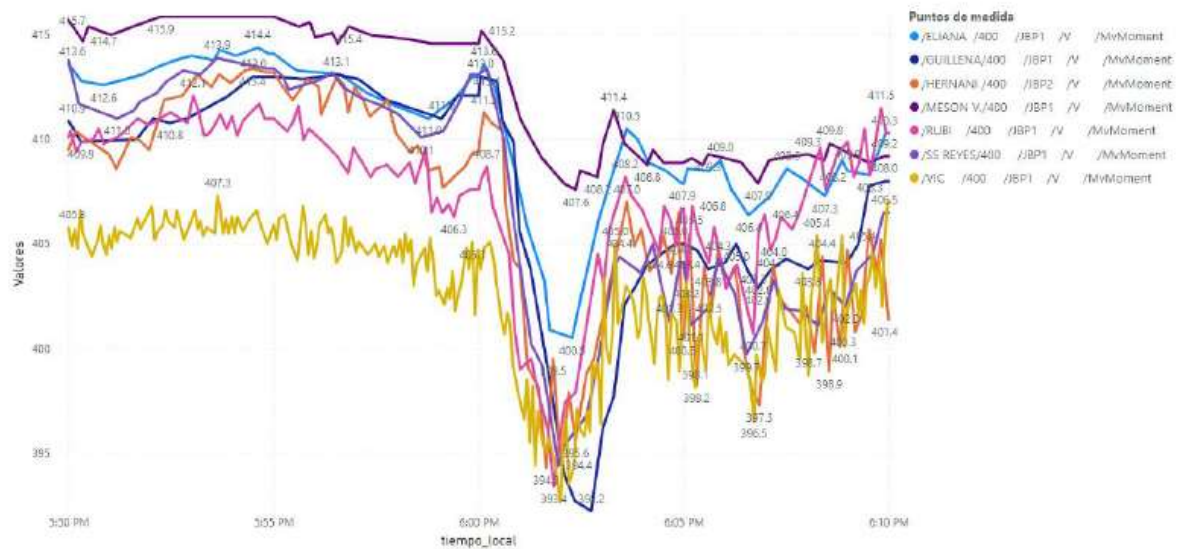


Gráfico 51 Tensiones de la red de 400kV durante el incidente del 24 de abril. Fuente: REE

En relación con este episodio y tal y como se desprende de los datos analizados, REE ha informado de que se trató de un fenómeno de caída de las tensiones en el sistema entre las 18:00 y 18:03, que no tuvo consecuencias ni en instalaciones de generación ni en consumo y que fue provocado por dos factores:

- Un incremento en el intercambio exportador a Francia de 1.220 MW, coincidiendo con un cambio de programa de intercambio a las 18:00 por valor de 1.675 MW más de exportación.
- Un incremento en la generación solar fotovoltaica medida de 900 MW aproximadamente, aunque el cambio de programa a las 18:00 era solo de 340 MW.

Ambas causas (aumento exportación a Francia y aumento producción fotovoltaica), así como un incremento moderado de la demanda (300 MW aproximadamente) implican un incremento en los flujos por las líneas de transporte de suroeste a noreste que provoca un mayor consumo de energía reactiva y una bajada súbita de tensión en todo el sistema eléctrico peninsular español, como se refleja en los valores medidos en los principales nudos pilotos de la red de transporte.

Analizando de nuevo el comportamiento de distintos grupos térmicos acoplados, se comprueba con carácter general, en el momento de subtensión en torno a las 18h, la mayoría de los grupos analizados responden reduciendo su absorción de energía reactiva (o pasando a generar reactiva), como sería esperable (de nuevo, el análisis se ha centrado en el comportamiento cualitativo, por lo que no se realizan aquí conclusiones acerca del nivel de cumplimiento del PO 7.4). Sin embargo, en este caso se aprecia en [REDACTED] un comportamiento en energía reactiva “plano”, es decir, del que no se percibe una respuesta clara a la evolución de las tensiones.

El GTOSE ha realizado a REE una solicitud específica para que analice las similitudes y diferencias de los eventos del 22 y 24 con el del 28. En su respuesta, REE analiza los siguientes parámetros:

- Momento temporal de los incidentes: los incidentes de los días 22 y 24 ocurrieron alrededor del minuto 00 coincidiendo con un cambio de hora, lo cual es compatible con un cambio en las programaciones por mercado. El incidente del 28 ocurrió en el minuto 33 no coincidiendo con un cambio de periodo de programación.
- Cambios en programas de intercambio internacionales: los eventos de los días 22 y 24 estuvieron relacionados con cambios de programas internacionales en el minuto 00 con valores mayores a 1.400 MW de cambio en el conjunto de todas las interconexiones. El día 28, los cambios de programa en el minuto 12:30 eran inferiores a 700 MW en el conjunto de todas las interconexiones.
- Cambios en programas de generación renovable (RCR): los incidentes de los días 22 y 28 implicaban cambios de programa de energía RCR a la baja entre los periodos cuarto-horarios de programación, si bien los eventos se producen en momentos distintos del periodo cuarto-horario: minuto 1 el día 22 y minuto 3 el día 28. El evento del día 24 estuvo relacionado con un incremento de programa RCR en el cambio de periodo de programación debido en parte al paso de precios nulos o negativos a precios positivos en los mercados diario, intradiario y de balance.
- Desconexiones de generación: los días 22 y 28 se producen desconexiones de generación. El día 24 no se registraron desconexiones.
- Perfil de tensiones peninsular: los días 22 y 28 se registraron perfiles de tensiones al alza. Geográficamente, las tensiones más altas se localizaban en las zonas



Centro y Suroeste. El día 24 se registró un perfil de tensiones a la baja durante el evento.

FASE 4. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO

El proceso de reposición del sistema ha sido reconocido a nivel nacional e internacional por su agilidad.

No obstante, se han identificado elementos que podrían haber contribuido a una reposición todavía más rápida, reduciendo así el impacto del cero peninsular del pasado 28 de abril.

Incidencias detectadas en el arranque de los equipos

En primer lugar, se cuenta información consistente con el hecho de que varias instalaciones con obligación de arranque autónomo finalmente no pudieron dar esta prestación de forma estable, uniéndose al sistema solo una vez hubiera llegado tensión del exterior (de otra de las “islas”, normalmente ancladas en alguna de las interconexiones). Esto ralentizó la puesta en marcha del “esqueleto” del sistema eléctrico que posteriormente permitiría reponer el suministro a la demanda.

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block containing multiple paragraphs of blacked-out content]

Incidencias identificadas en la distribución

En segundo lugar, varias empresas distribuidoras han reportado imposibilidad de actuar mediante telemando en varias de sus subestaciones, incluso una vez éstas habían recuperado tensión y se contaba con autorización para alimentar nueva carga. Esto obligó al desplazamiento de equipos a las subestaciones, incrementando el tiempo hasta la plena reposición

De acuerdo con la información recibida, se constata que el proceso y el ritmo de reposición variaron en función de la ubicación geográfica. Como se ha indicado anteriormente, para poder reponer el suministro es necesario no solo que la ubicación correspondiente en la red de transporte recupere tensión, sino que esté disponible generación suficiente para equilibrar la demanda en los “escalones” en que vaya a ser incorporada.



En este sentido, se han encontrado divergencias en función de las características de la red y el territorio: zonas con mayor dispersión geográfica cuentan con un mayor número de subestaciones, más separadas entre sí, a recuperar, para una misma demanda.

Por otra parte, se han constatado diferencias en el funcionamiento de los sistemas en las redes de distribución.

- **Sistemas de telemando.** En condiciones normales, las subestaciones de alta tensión son operables por telemando (es decir, se pueden llevar a cabo actuaciones en remoto desde los correspondientes centros de control). Sin embargo, varias empresas distribuidoras han reportado imposibilidad de reponer la carga de forma remota en algunos casos, obligando a actuaciones manuales (desplazamiento de personal a las subestaciones para realizar las actuaciones *in situ*) y ralentizando con ello la recuperación del suministro.
- **Dificultad de telecomunicaciones.** Sumado a lo anterior, los agentes han identificado dificultades en las telecomunicaciones, tanto entre los centros de control y los equipos desplazados, como, en algún caso, entre el centro del control del Operador del Sistema y los centros de control de distribución. Estas dificultades, que eventualmente pudieron ser subsanadas, contribuyeron a retrasos en la reposición.

ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DIGITALES

Se establece como objetivo primario la supervisión de ciberseguridad para obtener y analizar la información de contexto y aquella registrada en los sistemas de la entidad con el fin de identificar posibles indicios y evidencias que pudieran apuntar a un ciberataque o ciberincidente como causa del evento que afectó al sistema eléctrico español el pasado 28 de abril de 2025.

El análisis se refiere a la fecha mencionada y los días anteriores, con un marco temporal límite de 7 días previos, tomando como referencia las 12:33 del 28 de abril de 2025. Para la priorización, se establecen los siguientes parámetros temporales por criticidad para el análisis:



- Prioridad 1. Eventos, actuaciones o evaluaciones con fecha del 28 de abril de 2025 a las 12:33 y los 15 minutos anteriores.
- Prioridad 2. Las horas previas del día 28 de abril no contempladas en el punto de prioridad 1.
- Prioridad 3. El día 27 de abril.
- Prioridad 4. Los días anteriores.

Centrando el análisis en determinar si un ciberataque es la potencial causa del evento que afectó al sistema eléctrico en la fecha anteriormente señalada, se establecen como objetivos específicos:

- Análisis de posibles accesos no autorizados sobre los centros de control.
- Evaluación de indicios tales como movimientos laterales, compatibles con actividad de terceros no autorizada.
- Evaluación de potenciales códigos dañinos existentes en el sistema o indicios de ellos.
- Identificación de alteraciones no autorizadas.
- Caídas del sistema provocadas por acciones relativas a denegaciones de servicios o que no tengan una posible explicación por parte de la entidad responsable de este.
- Explotación o intento de explotación de vulnerabilidad, hayan sido exitosas o no.
- Envío no controlado de señales u órdenes digitales que puedan afectar a la funcionalidad de otros sistemas.
- Otras que pueden estar relacionados con indicios de actividad no controlados por la entidad o fuera de sus procedimientos operativos de seguridad.

Se establece como objetivo secundario la identificación de potenciales riesgos de seguridad, que suponga una oportunidad de mejora por parte de la entidad, para dotar a los sistemas y a los procesos de una mejor resiliencia y/o capacidad para la identificación de posibles ciberincidentes.

En relación con el objetivo primario, sobre la supervisión de ciberseguridad para obtener y analizar la información de contexto y aquella registrada en los sistemas de la



entidad con el fin de identificar posibles indicios y evidencias que pudieran apuntar a un ciberataque como causa del evento que afectó al sistema eléctrico ibérico el pasado 28 de abril de 2025, se indica que:

- Analizados los informes, eventos, documentación, información y datos tanto aportados como extraídos de los sistemas de las entidades, así como las entrevistas con el personal de las entidades, no se han detectado incidentes, indicios o evidencias que sugieran un evento de ciberseguridad que pudieran estar directamente relacionados con la crisis energética del 28 de abril. Tampoco se han detectado patrones, ni TTPs conocidas, ni actores o amenazas relevantes.
- No se han detectado movimientos laterales entre las redes IT y OT.
- Tampoco se han detectado otro tipo de eventos como accesos no autorizados a los sistemas y redes o escaladas de privilegios.

En relación con el objetivo secundario dirigido a la identificación de potenciales riesgos de seguridad, que suponga una oportunidad de mejora por parte de la entidad, para dotar a los sistemas y a los procesos de una mejor resiliencia y/o capacidad para la identificación de posibles ciberincidentes, se señala que los análisis efectuados han permitido identificar otros riesgos como vulnerabilidades, carencias o mala configuración de medidas de seguridad, que exponen a las redes y sistemas a potenciales riesgos para los cuales se deberían aplicar controles y medidas de seguridad, con el objeto de eliminarlos, mitigarlos y llevarlos a unos niveles de riesgo asumibles.

Hay que señalar, que esto es relativamente frecuente en redes y sistemas de información de cualquier otro sector.

Se exponen a continuación, potenciales riesgos de seguridad de carácter general identificados durante los análisis realizados:

- Existen activos, dentro de sistemas analizados de algunas de las entidades que presentan vulnerabilidades de diferente índole, pero con la información analizada, no existen indicios ni evidencias que indiquen que dichas vulnerabilidades hayan sido explotadas.



- Existen algunos sistemas en los que habría que reforzar la autenticación. Sin embargo, analizados los logs de los sistemas, no se han detectados accesos no autorizados.
- En algunos casos no existe un sistema de centralización de registros de actividad (logs). En otros de los casos el sistema no cuenta con la ingesta de todos los registros que serían deseables.
- Algunas de las infraestructuras analizadas no tienen suficientemente segregadas las infraestructuras y redes IT y OT.
- Se han detectado que en algunos sistemas se deben reforzar las políticas de seguridad aplicadas para usuarios.
- En algunas entidades, se ha observado que en la gestión de vulnerabilidades no se hacen ciclos o evaluaciones continuas. Este hecho es más crítico cuanto mayor es el nivel de exposición de los activos, especialmente en aquellos expuestos directamente hacia Internet, que requieren frecuentes procesos de análisis y actualización.

5. CONCLUSIONES

1. Conclusiones del ámbito digital

Atendiendo a los análisis efectuados y a los hallazgos encontrados y, teniendo en cuenta el alcance y el ámbito de este análisis, así como las limitaciones que se exponen en este documento, se puede determinar que no se han encontrado indicios o evidencias que apunten a un ciberataque o ciberincidente, en las entidades analizadas, que pudieran ser el causante de la crisis energética del día 28 de abril de 2025.

- No se han encontrado indicios ni evidencias de actividad dañina en ninguno de los registros de actividad.
- No se han encontrado indicios de actividad de códigos dañinos o herramientas de hacking en los sistemas de protección con los que cuentan los Centros de Control analizados.
- En los sistemas que cuentan con sondas de evaluación de tráfico en red no se han observado registros compatibles con actividad no autorizada, tales como



movimientos laterales, rastreos de red o movimientos de archivos para la explotación de vulnerabilidades o la escalada de privilegios, entre otros.

Sin embargo, y como es frecuente en redes y sistemas de información de cualquier sector, sí se han identificado otros riesgos como vulnerabilidades, carencias o inadecuadas configuraciones de medidas de seguridad, que pueden exponer a las redes y sistemas a potenciales riesgos, para los cuales se proponen una serie de medidas.

Se exponen a continuación, potenciales riesgos de seguridad de carácter general identificados durante los análisis realizados:

- Existen activos, dentro de sistemas analizados de algunas de las entidades que presentan vulnerabilidades de diferente índole, pero con la información analizada, no existen indicios ni evidencias que indiquen que dichas vulnerabilidades hayan sido explotadas.
- Existen algunos sistemas en los que habría que reforzar la autenticación. Sin embargo, analizados los logs de los sistemas, no se han detectados accesos no autorizados.
- En algunos casos no existe un sistema de centralización de registros de actividad (logs). En otros de los casos el sistema no cuenta con la ingesta de todos los registros que serían deseables.
- Algunas de las infraestructuras analizadas no tienen suficientemente segregadas las infraestructuras y redes IT y OT.
- Se han detectado que en algunos sistemas se deben reforzar las políticas de seguridad aplicadas para usuarios.
- En algunas entidades, se ha observado que en la gestión de vulnerabilidades no se hacen ciclos o evaluaciones continuas. Este hecho es más crítico cuanto mayor es el nivel de exposición de los activos, especialmente en aquellos expuestos directamente hacia Internet, que requieren frecuentes procesos de análisis y actualización.

2. Conclusiones del ámbito eléctrico

La información analizada, así como el contraste de esta con las aportaciones e iteraciones mantenidas con los distintos agentes permiten concluir que el cero eléctrico del 28 de abril tuvo un origen multifactorial.



La causa última del cero eléctrico peninsular del pasado 28 de abril fue un fenómeno de sobretensiones en forma de “reacción en cadena” en el que tensiones elevadas provocan desconexiones de generación, lo cual provoca a su vez nuevos incrementos en la tensión y con ello nuevas desconexiones, y así sucesivamente. Este fenómeno fue precedido de variaciones de tensión de gran amplitud en cortos espacios de tiempo a lo largo de la mañana. A este fenómeno contribuyeron diversos factores:

1. El sistema mostraba una insuficiencia de capacidades de control dinámico de las tensiones suficiente para mantener la tensión estable. Los datos compatibles con este factor son:

- 1.1 El número de grupos acoplados con capacidad de control de tensión era inferior a los programados por el operador del sistema en semanas y meses previos, e inferior al programado el día antes al haber fallado la tarde del 27 de abril uno de los grupos previstos y no haber sido sustituido por el operador del sistema.
 - En concreto, teniendo en cuenta el carácter zonal de la tensión, el grupo declarado indisponible la tarde anterior se ubicaba en la zona sur de la península, habiéndose registrado en esta zona el fenómeno de sobretensiones con mayor intensidad. En esta zona se disponía de ■ grupo con control de tensión acoplado que, además, se corresponde con el que mostró un comportamiento distinto en lo relativo al control de tensión que los otros grupos acoplados y que el mismo grupo en ocasiones anteriores.
 - Tras las oscilaciones sufridas, el operador del sistema programó un grupo adicional en la zona para control de tensión, que no llegó a tiempo a acoplarse antes de que el sistema colapsara al necesitar 1h30 para arrancar.
- 1.2 La generación que estaba conectada con capacidad de controlar tensión – y retribuida específicamente por ello al ser programada por restricciones técnicas – podría no haberse ajustado a los parámetros fijados.
 - La totalidad de la generación conectada con capacidad de regular tensión no habría aportado toda la contribución prevista por el operador del sistema, absorbiendo menos reactiva de lo que este esperaba en momentos de elevada tensión.

- En particular, el grupo conectado en la zona sur destaca por haber actuado, en cuanto al control de tensión, de forma visiblemente distinta al resto de grupos conectados, e incluso de forma distinta al comportamiento de ese mismo grupo en el episodio de sobretensión de [REDACTED] cuando sí respondió como se esperaba.
- Adicionalmente, una proporción de redes de distribución (en punto frontera con red de transporte), consumidores conectados a red de transporte y generadores sujetos a factor de potencia podrían no haber respondido conforme al factor de potencia, lo que, a su vez, podría haber contribuido así al contexto de sobretensiones.

2. Una serie de oscilaciones *rítmicas* condicionaron significativamente el sistema, modificando su configuración e incrementando las dificultades para la estabilización de tensión.

2.1 Las características de la primera gran oscilación (12:03) indican que se trata de un fenómeno generado dentro de la península ibérica. Se trata de una oscilación atípica, de frecuencia 0,6 Hz, y su origen ha sido correlacionado con la operación de una instalación. Además, el operador del sistema ha identificado un comportamiento atípico en una instalación el parque [REDACTED]
[REDACTED] La segunda oscilación (12:19) tiene unas características más habituales y de menor frecuencia (0,2 Hz). En las dos ocasiones, se detectó que poco después de aparecer una oscilación a 0,6 Hz, aparece o se magnifica el modo de oscilación a 0,2 Hz.

2.2 Algunas de las medidas necesarias para amortiguar y proteger el sistema ante las oscilaciones, previstas en los protocolos entre operadores del sistema (incrementar mallado de la red, reducción de exportaciones en la interconexión) contribuyen al alza en las tensiones y supusieron una configuración distinta del sistema de la prevista al inicio del día.

- 3. Se produjeron desconexiones de generación que llevaron a un sistema ya debilitado con respecto al control de tensión a una situación de sobretensión generalizada.**

- Algunas de estas desconexiones pudieron no estar ajustadas (antes de tiempo o con un nivel de tensión en el que las instalaciones no deberían desconectar).
- La desconexión de generación contribuyó a un incremento de tensiones, propagando condiciones de sobretensión y contribuyendo a arrancar la “reacción en cadena” mediante la desconexión, a su vez, de nueva generación por sobretensión.
- La desconexión de generación a gran escala por sobretensión conllevó una caída de la frecuencia del sistema, que a su vez causó posteriormente la desconexión de algunos grupos de generación por subfrecuencia.

Una vez iniciada la “reacción en cadena” de desconexiones por sobretensión, la denominada fase 2, su contención o detención hubiera requerido capacidad de regular tensiones a la baja de una magnitud superior al efecto alcista sobre las tensiones de esta reacción en cadena. Algo que, como se ha indicado ya, faltaba en el sistema.

Los instrumentos con los que cuenta el sistema para responder de forma automática a la pérdida de generación no resultaron eficaces no por insuficientes, sino por no corresponderse con el fenómeno en curso:

- La inercia disponible en el sistema permite ralentizar la caída de frecuencia ante caídas de generación. Sin embargo, por una parte, la información indica que el 28A no se alcanzaron ni niveles de subfrecuencia, ni derivadas de caída de frecuencia, hasta muy avanzada la desconexión de generación por sobretensiones. De hecho, se constatan sobretensiones significativas más allá de las 12:33:23, casi al final del evento, que hubieran seguido causando desconexiones de generación independientemente de la frecuencia. Por ello, incluso en un escenario de mayor inercia y por tanto de ralentización de la caída de frecuencia, las condiciones de sobretensión en efecto cascada hubieran causado las desconexiones de generación en todo caso.
- La desconexión de demanda (deslastres) que tienen como finalidad equilibrar generación y demanda tras la desconexión de generación, en un contexto de baja demanda, pudo incluso contribuir al fenómeno de sobretensión al descargar todavía más las líneas eléctricas, incrementando la aportación de energía reactiva.



Una vez iniciada la reacción en cadena y la caída de generación, la interconexión con Francia pasó de exportación a importación, aportando potencia activa para compensar la pérdida de generación, hasta el máximo de su capacidad física. La contribución de la interconexión fue menor de lo que podría haber sido puesto que el enlace HVDC estuvo programado en sentido exportador como medida de amortiguamiento ante las oscilaciones. Sin embargo, debido a la naturaleza del fenómeno y a las características técnicas y de funcionamiento, y en un sentido similar a la referencia sobre inercia, de no haber sido así se habría, a lo sumo, ralentizado la caída de generación por subfrecuencia, por lo que no es probable que hubiera evitado el colapso total y la desconexión del sistema continental por pérdida de sincronismo en un contexto en que las tensiones estaban en rangos compatibles con la desconexión masiva de generación.



6. MEDIDAS PROPUESTAS

1. *Medidas propuestas por el GTCS*

A continuación, se remiten una serie de recomendaciones, que permitirían reforzar la seguridad del sector energético, subsector de electricidad. Estas recomendaciones son, tanto de carácter general, como algunas más concretas según el tipo de entidad.

Conviene señalar que los riesgos detectados son comunes en todo tipo de sectores, siendo más frecuentes en entidades de tipo pequeño o mediano que, por regla general, tienen un menor grado de madurez en ciberseguridad y pueden dedicar menor cantidad de recursos para este fin.

Una de las particularidades del sector energético, subsector electricidad, es la cantidad de pequeñas y medianas empresas que lo componen (como centros de control y, sobre todo, centros de generación), por lo que resulta recomendable ampliar el actual alcance de la normativa en materia de ciberseguridad a entidades de menor tamaño, en línea con lo establecido en la Directiva (UE) 2022/2555 relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión (NIS 2), que, precisamente, tiene bajo su ámbito de aplicación a entidades de igual o mayor tamaño que medianas empresas e incluso permite al Estado Miembro identificar y declararlas bajo su paraguas, basándose en el riesgo, a pequeñas empresas.

Al objeto de tener un marco legislativo que abarque a mayor número de entidades y que permita reforzar la ciberseguridad y la resiliencia de las mismas se recomienda:

1. **Acelerar la transposición de las Directivas NIS 2 y CER.**

Por otro lado, a nivel sectorial, el pasado año fue aprobada la Implementación del Reglamento Delegado (UE) 2024/1366 de la Comisión, de 11 de marzo de 2024, por el que se completa el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo mediante el establecimiento de un código de red sobre normas sectoriales específicas para los aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de electricidad, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, la supervisión, la información y la gestión de crisis.



El Reglamento Delegado (UE) 2024/1366 obliga a cada país a catalogar las infraestructuras cuya indisponibilidad comprometería el intercambio internacional, distinguiendo entre impacto alto ($\geq 1\ 000$ MW) y crítico ($\geq 3\ 000$ MW).

Las entidades que integran la lista disponen de 24 meses para implantar un sistema de gestión de la ciberseguridad y los controles mínimos o avanzados fijados por la UE, compatibles con normas como ISO 27001 o IEC 62443.

Además, deben comunicar de inmediato cualquier ciberincidente a la autoridad nacional y, si existe repercusión transfronteriza, coordinar la notificación con los operadores y reguladores de los países afectados, garantizando así que un ataque local no desencadene apagones en cascada.

Para reforzar su ciberseguridad, se recomienda a las entidades bajo el marco de este Reglamento Delegado (UE) 2024/1366, la adopción de las medidas y aspectos que en él se recogen.

De cara al sector privado con carácter general, INCIBE, a través de INCIBE - CERT como CSIRT nacional de Referencia en España para la ciudadanía y entidades de derecho privado, trabaja en el fortalecimiento de capacidades de ciberseguridad de empresas y profesionales, entre las que se incluyen los operadores estratégicos de este sector eléctrico.

Para ello, se pone a disposición de estas entidades las siguientes iniciativas o servicios que les permitan elevar esa ciberresiliencia tan necesaria en este sector.

Soporte a incidentes o crisis de ciberseguridad, donde se ofrece ayuda y soporte técnico a estas entidades para ayudar en la resolución de sus incidentes de ciberseguridad dentro su ámbito de actuación.

En caso de incidentes pueden notificar y solicitar apoyo a través de incidencias@incibe-cert.es o si es un operador esencial o infraestructura crítica pic@incibe-cert.es.

Servicios de vigilancia digital en ciberseguridad enfocados en la detección de cualquier evento de ciberseguridad relacionada con amenazas digitales, ciberriesgos o ciberataques que analiza y si es necesario, notifica a los diferentes organismos o entidades afectadas para que puedan estar prevenidos y protegidos con las correspondientes medidas de seguridad que deberían ser aplicadas.



Servicios de compartición de información de ciberamenazas: a través del que se comparte información sobre ciberamenazas de interés (análisis, indicadores de compromiso (IOCs), otros mecanismos y reglas de detección, etc.), de forma que la utilización de dicha información permita ampliar las capacidades de detección y protección de las entidades

Servicios de alerta temprana: donde se elaboran avisos y notificaciones con el objetivo de informar de forma rápida sobre las últimas amenazas de ciberseguridad y anticiparse con la aplicación de medidas.

Realización de ciberejercicios en ciberseguridad (CyberEx España): que permiten a estas entidades entrenar y evaluar de forma práctica su capacidad de respuesta de una entidad ante circunstancias que se podrían dar al sufrir un incidente de ciberseguridad, y con ello incrementar sus capacidades de defensa y resiliencia frente a ataques o situaciones de riesgo inminente.

Medición y mejora de la ciberresiliencia para ayudar a estas empresas del sector al diagnóstico y medición de su capacidad para soportar y sobreponerse a desastres y perturbaciones procedentes del ámbito digital y conocer su nivel de ciberresiliencia y su evolución respecto a su sector.

Conocimiento y concienciación. Reconociendo el papel de la divulgación, como base para la generación de una cultura en ciberseguridad, la experiencia de INCIBE-CERT en investigación de amenazas y gestión de incidentes supone el ecosistema óptimo para el análisis y la elaboración de información y contenidos avanzados específicos para mejorar la protección de las organizaciones. Dichos contenidos facilitan la prevención y reacción ante situaciones de riesgo y se materializan en forma de kits de concienciación, avisos de seguridad, guías, blogs y mejores prácticas, entre otros, que pretenden concienciar en ciberseguridad y ayudar con ello a la respuesta y prevención del ciberataque.

De manera gratuita y confidencial, INCIBE ofrece asesoramiento, soporte y ayuda ante cualquier duda o incidente que puedan surgir a través **de la línea de ayuda en ciberseguridad 017**, disponible todos los días del año de 8h a 23h.

Propuestas para las entidades y empresas



En general, los riesgos identificados podrían ser mitigados aplicando una serie de medidas que se detallan a continuación, tomando como referencia las indicadas en el Esquema Nacional de Seguridad (RD 311/2022, de 3 de mayo), la norma ISO 27001 y la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 2022/2555 NIS 2.

Gestión de riesgos y continuidad:

Realizar análisis de riesgos periódicos e implementar controles proporcionales a las amenazas identificadas, revisándolos tras incidentes o cambios tecnológicos. Disponer de planes de continuidad de negocio y recuperación ante desastres que cubran tanto sistemas TI corporativos como sistemas OT (operativos).

- Respecto a los sistemas de control industrial, sería aconsejable aplicar las actualizaciones en función de lo establecidos por los fabricantes y llevar a cabo despliegue de soluciones con soporte vigente. Tomando en cuenta el Esquema Nacional de Seguridad, se debería aplicar las medidas de mantenimiento y actualizaciones de seguridad. Donde se establecen una serie de medidas y de refuerzo para atender a las especificaciones de los fabricantes y el seguimiento continuo de los anuncios de defectos.

También en la directiva NIS 2 se recogen la necesidad de prácticas enfocadas a la ciber-higiene tales como como los principios de confianza cero, las actualizaciones de software, la configuración de dispositivos, la segmentación de la red, la gestión de la identidad y el acceso o la concienciación de los usuarios, y se han de organizar formaciones para su personal y sensibilizar sobre las ciberamenazas, la captación ilegítima de datos confidenciales o las técnicas de ingeniería social. Por otra parte, dichas entidades deben evaluar sus propias capacidades de ciberseguridad y, en su caso, velar por la integración de las tecnologías de mejora de la ciberseguridad, como la inteligencia artificial o los sistemas de aprendizaje automático para reforzar sus capacidades y la seguridad de los sistemas de redes y de información.

Reforzar el control de accesos



Aplicar el principio de mínimo privilegio posible. Controlar estrictamente las cuentas con privilegios sobre sistemas SCADA/OT, implementando registros de auditoría de sus actividades.

Es muy recomendable el empleo de un segundo factor de autenticación en todos los accesos remotos, tanto a servicios corporativos como de terceros prestados a través de soluciones en cloud. El Esquema Nacional de Seguridad en las medidas sobre mecanismos de autenticación tanto para usuarios externos como de la entidad, establece la necesidad de utilizar otro factor de autenticación además de la contraseña en aquellos escenarios de exposición.

La normativa NIS 2 en su artículo 21 sobre medidas para la gestión de riesgos de ciberseguridad recoge en su punto 2 j), explícitamente el uso de soluciones de autenticación multifactorial o de autenticación continua, comunicaciones de voz, vídeo y texto seguras, y sistemas seguros de comunicaciones de emergencia en la entidad, cuando proceda.

Se podrán aplicar elementos de doble factor de autenticación elementos tales como certificados, elementos OTP (One-Time Password) u otros basados en biometría teniendo en cuenta las medidas de seguridad adicionales que estos sistemas deben tener implementadas.

Es importante establecer políticas de acceso estrictas y revisar quién tiene permisos de administración.

Se deben cambiar credenciales por defecto.

Aplicar autenticación multi-factor.

Usar contraseñas fuertes y únicas por dispositivo.

Deshabilitar servicios innecesarios.

Cerrar puertos no utilizados.

Activar logs y auditorías de acceso.

Supervisión activa

Reforzar los sistemas de detección, prevención y respuesta.

Se recomienda usar SIEM (Security Information and Event Management) con integración de logs SCADA.



Se recomienda la recolección y centralización de los registros/eventos de actividad y/o seguridad en soluciones de tipo SIEM para permitir su correlación y análisis de forma masiva.

De igual manera, se recomienda un periodo de retención lo suficientemente amplio (2 años sería lo ideal) que permitan investigaciones con la suficiente profundidad en caso de declararse un incidente de ciberseguridad.

El Esquema Nacional de Seguridad recoge el registro de actividad como un elemento esencial para garantizar el adecuado cumplimiento de la dimensión de trazabilidad. Solo a través de sistemas consolidados de gestión de registros y de su correlación, la organización estará en condiciones para identificar y reaccionar de forma temprana ante una acción dañina.

Igualmente, la Directiva NIS 2, estándares y esquemas de índole internacional recogen la trazabilidad y la gestión de eventos como uno de los elementos fundamentales para garantizar la capacidad de una entidad para identificar y reacción adecuadamente frente a ciberataques.

Se aconseja la implantación de soluciones globales con la ingesta de aquellos registros de actividad más significativos para el propósito de la entidad: soluciones de protección frente a código dañino, autenticación, protección perimetral o eventos de sistemas SCADA entre otros son logs importantes a consolidar.

Segregación de entornos y de redes

Dada la importancia de la segregación de redes, para evitar que impactos de un sistema pueda ocasionar repercusiones en el otro (principalmente desde el entorno IT a OT) se aconseja la segregación de los entornos.

La evaluación de riesgos a través de un análisis de estos determinará probablemente que los riesgos, más habituales en los entornos IT y la menor capacidad de aplicar medidas de seguridad en entornos OT requerirán la aplicación de medidas compensatorias.

La segregación de los entornos o el establecimiento de dispositivos tales como diodo o pasarelas y el empleo de procedimientos operacionales de seguridad adecuados garantizarán un aislamiento y seguridad de los entornos, atendiendo cada uno de ellos a los riesgos acordes a su naturaleza.



En los casos donde la comunicación entre ambos mundos sea necesaria, hay que usar firewalls industriales y zonas desmilitarizadas (DMZ) para filtrar y controlar ese tráfico.

Reforzar la seguridad perimetral y la segmentación de redes (IT/OT).

Usar DMZ para Interfaces Hombre-Máquina o servidores de datos.

Utiliza estándares de comunicación seguros, eficientes e interoperables entre dispositivos, sistemas y aplicaciones en entornos industriales, con cifrado TLS y autenticación mutua.

Aislar protocolos en redes privadas virtuales (VLANs) dedicadas o túneles VPN cifrados.

Protección y detección:

Implantar una estrategia de “líneas de defensa en profundidad” con soluciones de protección perimetral, antivirus/EDR actualizados, sistemas de detección de intrusos (IDS/IPS) especializados en entornos industriales, y monitorización continua de las redes críticas para detectar actividades anómalas en tiempo real. Mantener todos los sistemas al día en cuanto a actualizaciones de seguridad se refiere, dando prioridad a aquellos que corrigen vulnerabilidades explotadas activamente o que afectan a equipos industriales legacy.

Capacidades de respuesta a incidentes:

Contar con un Plan de Respuesta a Ciber Incidentes (involucrando operaciones y seguridad física). Este plan debe incluir procedimientos para aislamiento rápido de sistemas comprometidos, comunicación interna y externa (por ejemplo, cómo notificar a autoridades y clientes en caso de interrupciones), y recuperación escalonada del servicio.

Realizar simulacros y ejercicios periódicos (ej. ejercicios de red team) para entrenar al personal y pulir la coordinación entre equipos de IT, OT y gestión de crisis.

Garantizar la disponibilidad del personal clave de la organización; identificar los medios para proporcionar apoyo de emergencia para responder a un incidente.

Concienciación y formación:

Es conveniente facilitar que los empleados reciban formación en prácticas seguras (por ej., reconocer intentos de phishing dirigidos, protocolo ante alertas en sistemas de



control, etc.). Fomentar una cultura donde se reporten inmediatamente las anomalías o errores, para poder investigarlas antes de que escalen.

Usuarios administradores

Fortalecer las medidas de seguridad aplicables a estos usuarios administradores.

En este sentido las guías CCN-STIC del Centro Criptológico Nacional o las buenas prácticas de los fabricantes, establecen medidas adicionales para la aplicación en usuarios privilegiados. Endurecer la política de credenciales, limitar el uso de estas evitando la navegación por Internet o aumentar los procesos de advertencia de uso privilegiado de derechos son algunas de las medidas que se pueden implementar. Igualmente crear cuentas diferenciadas en función de roles, de tal forma que un usuario privilegiado tenga también una cuenta estándar, para diferenciar las operativas.

Hacer revisiones de seguridad periódicas

Se recomienda, en general, la realización por parte de las entidades de evaluación de vulnerabilidades periódicas con objeto de determinar posibles riesgos en las infraestructuras, así como una gestión de las correcciones llevadas a cabo a las vulnerabilidades identificadas.

El artículo 8 del propio Esquema Nacional de Seguridad, recoge como principio fundamental las acciones relativas a los aspectos de prevención, detección y respuesta, al objeto de minimizar las vulnerabilidades de un sistema y lograr que las amenazas sobre el mismo no se materialicen o que, en el caso de hacerlo, no afecten gravemente a la información que maneja o a los servicios que presta.

También en su artículo 10 sobre vigilancia continua y la reevaluación periódica permitirá la evaluación permanente del estado de la seguridad de los activos y medir su evolución, detectando vulnerabilidades e identificando deficiencias de configuración.

La Directiva Europea de la NIS 2 en su Artículo 21 recoge en su punto e), la seguridad en la adquisición, el desarrollo y el mantenimiento de sistemas de redes y de información, incluida la gestión y divulgación de las vulnerabilidades.

La implementación de solución automatizada de análisis de vulnerabilidades en caja blanca y la realización cada cierto tiempo de ejercicios de Pentest o Red Team, permitirá que la entidad tenga una mayor capacidad para entender sus debilidades y aplicar medidas de protección directa, como la aplicación de actualizaciones, o cuando



no sea factible por cuestiones no controlables, como la falta de funcionalidad en un sistema de tipo OT, emplear medidas compensatorias adecuadas.

Es fundamental aplicar los parches de seguridad que publican los fabricantes.

Las personas que operan los sistemas tienen que estar al tanto de las buenas prácticas de seguridad, saber identificar comportamientos sospechosos, y entender cómo actuar en caso de incidente.

Realizar pentesting SCADA en entornos controlados

Formar al personal en ingeniería social, phishing y buenas prácticas OT.

Realizar copias de seguridad y restauración de los sistemas

Realizar backups periódicos, así como pruebas de restauración y recuperación. Idealmente, estos respaldos deben estar desconectados físicamente y protegidos.

Participar activamente en colaboraciones público-privadas especializadas en ciberseguridad.

La Directiva NIS 2 (consolidando 55), al igual que su antecesora, ha reiterado a los Estados miembros la importancia de promover políticas que apoyen la creación de asociaciones público-privadas específicas en materia de ciberseguridad. ENISA lleva promoviendo este tipo de entidades desde 2009.

Un ejemplo sería la participación en ISACs (Information Sharing and Analysis Centers) en sectores estratégicos. Los ISAC son asociaciones público-privadas que facilitan el intercambio de inteligencia sobre ciberamenazas y la colaboración entre sus miembros para mejorar la ciberseguridad.

PARA LAS INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS/OPERADORES DE SERVICIOS ESENCIALES

Las empresas eléctricas declaradas Operador Crítico (Ley 8/2011) quedan automáticamente calificadas también como Operador de Servicios Esenciales (OSE) a efectos del RDL 12/2018; lo que quedan sometidas a un doble régimen de cumplimiento de obligaciones:

COMO OPERADORES CRÍTICOS



Bajo la supervisión de la Secretaría de Estado de Seguridad, como autoridad competente que ejerce a través del Centro Nacional de Infraestructuras Críticas (CNPIC):

Elaborar un Plan de Seguridad del Operador y, por cada infraestructura crítica, un Plan de Protección Específico con un sistema continuo de gestión de la seguridad de la información ajustado al riesgo.

Nombrar un responsable de Seguridad y Enlace con el CNPIC.

Designar delegados de Seguridad en cada instalación crítica y facilitar inspecciones.

Las medidas técnicas y organizativas implantadas se revisan mediante auditorías externas, al menos cada dos años.

Comunicar sin demora los incidentes relevantes.

Comunicar sin demora los incidentes que perturben o puedan perturbar la seguridad de las infraestructuras críticas o los servicios esenciales que a través de éstas se proporcionen a la ciudadanía, adoptando en este momento las medidas específicas contenidas en los Planes de Protección Específico, para cada una de las infraestructuras críticas.

OPERADOR DE SERVICIOS ESENCIALES

Bajo la supervisión de la Secretaría de Estado de Seguridad, como autoridad competente que ejerce a través de la Oficina de Coordinación de Ciberseguridad (OCC), al menos:

Designar y comunicar un responsable de seguridad de la información (RSI) como punto de contacto y coordinación técnica.

Resolver y notificar incidentes de ciberseguridad a la autoridad competente a través del CSIRT nacional conforme lo recogido en el RD-I 12/2018 de seguridad de las redes y sistemas de información. Los umbrales de peligrosidad e impacto establecidos se pueden consultar en el anexo al RD 43/21 "INSTRUCCIÓN NACIONAL DE NOTIFICACIÓN Y GESTIÓN DE CIBERINCIDENTES".

Adoptar medidas técnicas y de organización, adecuadas y proporcionadas, para gestionar los riesgos que se planteen para la seguridad de las redes y sistemas de información utilizados en la prestación de los servicios. Estas medidas se han de



reflejar en la Declaración de Aplicabilidad de medidas de seguridad que se remite a la OCC.

Colaborar con la autoridad competente. En especial, proporcionar información necesaria para identificar las causas, naturaleza y efectos de los posibles incidentes que hayan sufrido.

Desde ambos ámbitos se pueden formular las siguientes recomendaciones:

La coordinación interinstitucional entre los operadores críticos y la Secretaría de Estado de Seguridad es un elemento clave en la respuesta ante incidentes. Por ello, es imprescindible que los operadores críticos realicen evaluaciones continuas y periódicas de riesgo (de todo tipo), y ejercicios de continuidad de negocio, actualizando los planes de seguridad del operador y los planes de protección específico, incluyendo datos de profundidad en dichos planes, lo cual facilitaría la identificación de posibles fallos en los sistemas o procedimientos operativos.

También se podría proponer un análisis que ayudase a la toma de decisión sobre la integración de sistemas IT/OT en redes seguras, segmentadas, así como la implementación de sistemas de firewall industriales de última generación, basados en IA.

Por otra parte, se hace imprescindible la supervisión del tráfico mediante sistemas de detección de intrusión específicos (IDS) para entornos industriales, puesto que dichos sistemas pueden ser origen de incidentes que causen la falta provisión de servicios esenciales de vital importancia.

Se entiende asimismo conveniente introducir la obligatoriedad, para los operadores críticos/OSE, de disponer de sistemas de comunicación de respaldo, por ejemplo, teléfonos satelitales, que ayuden a garantizar la conectividad de estas entidades en situaciones como la vivida el 28 de abril.

Además, se recomienda explicar el despliegue de ciertas tecnologías en la infraestructura crítica. Cada infraestructura crítica es única, lo que hace que exista tecnología diseñada específicamente para que puedan cumplir su fin. Esto hace que se tenga que ser especialmente específico en la explicación que se traslada en el Plan de Protección Específico en el caso de infraestructuras de esta naturaleza, al objeto de facilitar su comprensión.



Del mismo modo, parece oportuno concretar en qué lugar de la arquitectura de redes y sistemas operan las medidas de seguridad lógica, especificando sobre qué parte se intenta dotar de protección al sistema.

También, se considera de interés identificar de forma exhaustiva las interdependencias de la infraestructura con terceros actores. Ello se debe a que ninguna infraestructura opera de forma aislada. Su funcionamiento y seguridad están intrínsecamente ligados a la estabilidad de otras infraestructuras, servicios y proveedores.

Finalmente, y no obstante lo anterior, cabe destacar que, en general y en términos de ciberseguridad, los OSE, incluidos los analizados por este grupo de trabajo, disponen de políticas robustas y de un elevado nivel de madurez.



GESTIÓN DE INCIDENTES Y CANALES DE NOTIFICACIÓN

Se necesita una gestión de incidentes ágil y coordinada. A continuación, se resumen las instrucciones clave y canales disponibles para notificar y gestionar incidentes de ciberseguridad en el sector eléctrico:

Quién notifica y a quién

Operadores OC/OSE: CNPIC, y a la autoridad competente en el ámbito de respuesta a incidentes, a través del CSIRT de referencia:

Sector público → CCN-CERT (canales 24/7): incidentes@ccn-cert.cni.es

Sector privado → INCIBE-CERT (formulario web y teléfono).

Entidades de impacto alto/crítico (Reg. 2024/1366): además, parte formal a CNMC y a INCIBE-CERT.

Contenido y ciclo de reporte

Ficha inicial con tipo de ataque, sistemas afectados e impacto; actualizaciones intermedias y cierre con medidas aplicadas, según se describe en el RD 43/2021.

Apoyo técnico tras la alerta

CCN-CERT o INCIBE-CERT facilitan análisis de malware, IOCs y guían la erradicación; las autoridades pueden requerir información adicional y establecer obligaciones específicas para los OSE tanto en materia de seguridad de las redes y sistemas de información como de notificación.

Recursos adicionales

Línea 017 (INCIBE) para consultas 8-23 h, portales con formularios y FAQ legales; incluir teléfonos de emergencia en el plan interno.

Guías de referencia

Instrucción Nacional de Notificación y Gestión de Ciberincidentes (RDL 12/2018).

Serie CCN-STIC; la Guía CCN-STIC-817 aborda entornos industriales.



2. Medidas propuestas por el GTOSE

En cumplimiento del mandato del Consejo de Seguridad Nacional, se desarrollan a continuación propuestas de medidas para abordar los factores que llevaron al cero eléctrico del pasado 28 de abril, así como, adicionalmente, medidas destinadas al refuerzo del sistema eléctrico en distintas vertientes.

<p>1. Refuerzo de la supervisión y verificación del cumplimiento de las obligaciones por parte de todos los agentes del sistema, en particular las asociadas al control de tensión y factor de potencia.</p>

- **Análisis del cumplimiento de la normativa aplicable por parte de los órganos competentes en inspección, instrucción y, en su caso, sanción, no solo de lo ocurrido el 28 de abril, sino con carácter más amplio.**
- **Regular el régimen jurídico de las infraestructuras comunes de evacuación, como punto crítico identificado en el funcionamiento del sistema, de cara a la exigencia de criterios de solvencia técnica y resto de requisitos exigibles, sus obligaciones frente al sistema, así como la corresponsabilidad de los agentes conectados a estas infraestructuras con el adecuado funcionamiento de estas.**
- **Acelerar la constitución y adecuada dotación de la Comisión Nacional de Energía como organismo regulador y supervisor especializado y focalizado exclusivamente en el sector energético, a la vista de la elevada complejidad y especificidad del sector, la creciente abundancia y concreción de normativa técnica aplicable, la necesidad de mayor supervisión y transparencia, y la criticidad del sector para el conjunto de la sociedad, de la economía y la seguridad nacional.**



2. Medidas técnicas para reforzar las capacidades para el control de tensión y protección contra las oscilaciones en el sistema

- **Aprobación e implementación urgente del nuevo servicio del control de tensión regulado en el procedimiento de operación 7.4.** Con esta actualización:
 - Este servicio podrá ser provisto no solo por la generación síncrona, sino por cualquier instalación de generación, incluida la generación asíncrona instalada en los últimos años¹⁶, en función de quién provea de esta función a un coste más competitiva.
 - Este cambio significará que instalaciones distribuidas por todo el país podrán contribuir al control de tensión, reforzando por tanto las herramientas disponibles con amplia distribución territorial. Al ser un servicio abierto, refuerza la neutralidad tecnológica permitiendo que se logren los objetivos buscados con el menor coste para los consumidores, previéndose incluso ahorros con respecto al punto de partida.
 - Además, se establecen penalizaciones por el incumplimiento de las obligaciones de control de tensión que siguen siendo aplicables a los grupos síncronos.
 - Una vez aprobada por la CNMC, corresponde al operador y conjunto de agentes del sistema aplicar de forma ágil este nuevo marco.
- **Incorporación urgente en las redes eléctricas de herramientas adicionales para el control de tensión y la gestión de las oscilaciones**
 - Se propone incorporar de forma urgente en la Planificación de la red de transporte tecnologías que permitan un mayor control de tensión, además de un control que sea continuo (en lugar de escalonado). Analizando el coste-beneficio de distintas tecnologías, se plantea la incorporación de:

¹⁶ Se estima que, en el sistema eléctrico peninsular, 19 GW de potencia instalada fotovoltaica (casi la mitad del total) y 5 GW de eólica (un 16% del total) cumplen actualmente el código de red europeo RfG y, por tanto, disponen de capacidad de regular tensión.

- Compensadores síncronos distribuidos por el territorio peninsular. Esta tecnología permite control continuo de tensión, además de aportar potencia de cortocircuito, e inercia.
- Actualización del sistema FACTS¹⁷, para aportar estabilidad de tensión y amortiguamiento frente a oscilaciones.
- Instalación de nuevas reactancias
 - En la regulación relativa a los niveles de inversión en las redes de distribución, se propone incluir la obligación de incorporar de forma específica en los planes de inversión de las distribuidoras herramientas para el control y la monitorización de tensión. Se plantea incorporar también medidas asociadas a las telecomunicaciones y telemando, así como la resiliencia de las instalaciones a eventos imprevistos.
 - Se propone incorporar medidas normativas para agilizar la incorporación de estas actuaciones en los planes de la red de transporte y las redes de distribución, así como para agilizar su tramitación.
- **Plan de instalación y correcta configuración de sistemas de estabilización PSS y POD (en generación síncrona y asíncrona respectivamente) para reforzar la robustez y amortiguamiento del sistema frente a oscilaciones.** Se propone que el operador del sistema y titulares de instalaciones de generación lleven a cabo análisis y actuaciones que permitan dotar al sistema de mayor protección ante las oscilaciones.

Estas medidas, además de reforzar el control de tensión en el sistema, reducirá las necesidades de programación de grupos térmicos por restricciones técnicas (estos grupos podrán participar igualmente en los mercados de control de tensión, compitiendo con el resto de tecnologías), con un cuádruple beneficio: menor coste de los servicios de ajuste, menores emisiones de CO₂, menores vertidos renovables¹⁸ y la posibilidad de que las distintas tecnologías (distintas tecnologías de generación,

¹⁷ *Flexible AC Transmission system*

¹⁸ Cuando se programa un grupo por control de tensión, habitualmente se programa en el “mínimo técnico”, esto es, la generación mínima que requiere para estar acoplado, puesto que el sistema no “necesita” esa energía, sino que es el resultado de tener el grupo acoplado para control de tensión. Para garantizar el equilibrio entre generación y demanda, esa generación “excedentaria” de los grupos conectados por control de tensión supone limitar otra generación que sí hubiera casado en el mercado, incrementando vertidos de generación.



sistemas de almacenamiento, etc.) cuenten con nuevas fuentes de ingresos, siempre que sean más competitivos que las otras tecnologías con las que compitan para ofrecer este servicio.

- **Solicitud de excepción para retrasar, al menos hasta el 1 de enero de 2029, la reducción a 30 minutos antes de la hora real del cierre del mercado interzonal intradiario**, a los efectos de que el operador del sistema tenga suficiente tiempo para el análisis y programación de la operación en tiempo real sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

3. Seguir impulsando el incremento de las interconexiones con el sistema europeo

El refuerzo de la interconexión permitirá acercar eléctricamente la península al “centro de gravedad” del sistema eléctrico interconectado, mejorar la competitividad a ambos lados de la interconexión gracias a la mayor capacidad de flujo de energía y, en caso de incidentes, aumentar las capacidades de apoyo disponible a ambos lados de la frontera.

4. Plan de servicios de ajuste

A raíz del cero eléctrico, los servicios de ajuste han adquirido una mayor trascendencia, a la vista de que algunos grupos programados y retribuidos en este marco parecen no haber cumplido adecuadamente con su propósito en el caso de control de tensión, así como a partir del papel que han adquirido estos servicios en la “operación reforzada” por parte del operador del sistema.

Se plantea un Plan de servicios de ajuste orientado a reforzar el sistema, minimizando a su vez los costes para los consumidores:

- **Análisis del funcionamiento actual y el comportamiento de las instalaciones**
- **Revisar la regulación de la programación de las restricciones técnicas para incorporar las nuevas situaciones del sistema y soluciones para resolverlas más novedosas, desde una perspectiva de neutralidad tecnológica.** A título ilustrativo, la sustitución o incorporación de criterios como



rampas de entrada y salida, apertura de nuevos mercados para que los servicios o requisitos técnicos que pueda necesitar el sistema se oferten por las tecnologías más competitivas en cada momento, inversiones en el sistema que puedan evitar la necesidad de programar determinados servicios...

- **Análisis de los costes asociados a los servicios de ajuste**

5. Actualizar el procedimiento de operación de reposición de suministro

Como se ha detallado, la reposición de suministro tras el cero eléctrico del 28 de abril fue considerado ejemplar por expertos en el ámbito nacional e internacional. No obstante, se propone actualizar y modernizar este procedimiento de operación con la finalidad de:

- Incorporar penalizaciones por incumplimiento
- Permitir la entrada de nuevas tecnologías para facilitar el arranque autónomo
- Incorporar las lecciones aprendidas durante el proceso

6. Análisis y actualización de otros procedimientos de operación

A la vista de las lecciones aprendidas de lo ocurrido el 28 de abril, se plantea analizar y revisar los procedimientos de operación en lo relativo a:

- Complementar los requisitos existentes relativos a los niveles de tensión con nueva regulación de respuesta a la velocidad de aumento de la tensión, fenómeno que se ha visto clave en lo ocurrido el 28 de abril pero que no está recogido de forma suficientemente concreta en los procedimientos.
- Requisitos de inyección de potencia en la red por parte de las instalaciones de producción, incluyendo aspectos como la calidad de la onda de potencia activa.
- Criterios generales de protección del sistema eléctrico, mediante la tramitación de unos nuevos P.O. 11.1 y 11.2, a partir de la propuesta del operador del sistema de finales de enero de 2025.

7. Impulso al incremento de la demanda eléctrica

Como se ha descrito anteriormente, una demanda eléctrica baja en un sistema poco mallado contribuye a la sobretensión a través del efecto capacitivo de las líneas. Un



impulso de la electrificación permite un mejor aprovechamiento del sistema eléctrico y con ello un menor efecto de sobretensión en las líneas y unos menores costes unitarios. Adicionalmente, supone la mejor oportunidad para aprovechar el potencial de la ventaja competitiva que suponen los costes competitivos de las energías renovables en España. Para ello, se propone:

- **Electrificación industrial**

- Lanzamiento de la próxima planificación de la red de transporte eléctrica horizonte 2030 con priorización para el consumo industrial
- Aprobación de plan de inversión con cargo al PRTR (931 M€) para financiar actuaciones en la red de transporte que minimice el impacto de estas inversiones en la factura final de los consumidores.
- Activación de los concursos de acceso a la demanda para este tipo de instalaciones
- Caducidad de los permisos de acceso a la demanda no utilizados para evitar el bloqueo artificial de las redes eléctricas y permitir su aprovechamiento por parte de proyectos maduros y solventes
- Revisión de la normativa de límites de inversión en redes asociando dicha revisión a la obligación a las titulares de las redes de distribución la obligación de incorporar en sus planes de inversión actuaciones específicas para la electrificación de la industria, así como procesos abiertos y transparentes que permitan a la industria plantear sus necesidades de demanda.

- **Electrificación de otros usos energéticos, como la movilidad y las demandas térmicas**

8. Incremento de la firmeza y flexibilidad del sistema eléctrico

Como se desprende de la información recabada y el análisis realizado, el evento del 28 de abril no se debió a falta de capacidad o firmeza del sistema. No obstante, en cumplimiento del mandato del Consejo de Seguridad Nacional y en el contexto de un análisis más global sobre la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico, se propone:



- **Impulso del almacenamiento eléctrico**

- Reconocimiento a las instalaciones de almacenamiento y sus infraestructuras de evacuación del carácter de utilidad pública ya aplicable a las instalaciones de generación, así como la consideración de interés general aplicable a otro tipo de infraestructuras.
- Mejoras administrativas y de tramitación asociada a las instalaciones de almacenamiento y su hibridación en proyectos renovables.

- **Impulso de normativa específica de flexibilidad**

- Incorporación de objetivos de flexibilidad en la normativa sectorial nacional
- Aprobación de la regulación del agregador independiente, con el objeto de maximizar los posibles agentes a participar en sistemas de flexibilidad

Aprobación de la normativa de mercado de capacidad, tras la preceptiva autorización de la Comisión Europea, con el objetivo de incrementar la firmeza del sistema, con ello, los niveles de seguridad de suministro.

- **Plan de impulso a la repotenciación de proyectos renovables**, facilitando la sustitución de equipos renovables antiguos por otros modernos que por tanto incorporen los requisitos más recientes de control, gestión y robustez ante el sistema.



7. REFLEXIONES EN EL ÁMBITO EUROPEO

Tras el análisis de los factores que concurrieron en al cero de tensión del pasado 28 de abril, se han identificado elementos relevantes en el ámbito normativo, de gobernanza o técnico a nivel europeo que se resumen a continuación, y que se propone trasladar a las instancias comunitarias correspondientes.

- **Interconexiones.** El sistema eléctrico peninsular tiene un escaso nivel de interconexión con el continente europeo, de apenas un 3% de la capacidad instalada, muy lejos del objetivo del 15% establecido en la regulación europea. Es necesario seguir avanzando en el incremento de la interconexión eléctrica de la península ibérica con el resto del sistema europeo con el objeto de reforzar el mercado interior y aprovechar las correspondientes oportunidades tanto para la península ibérica como el resto del sistema europeo.
- **Mercado cuartohorario.** En las interacciones con los distintos agentes ha habido un elevado nivel de consenso en el reto que supone el avance de mercados horarios hacia cuartohorarios / quinceminutales. En este sentido, desde el 18 de marzo de 2025, la negociación del mercado intradiario es cuarto-horaria, y está previsto que también se aplique al mercado diario a partir del 1 de octubre. Se propone trasladar a la Comisión Europea y a la Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER) la necesidad de analizar y reevaluar el coste-beneficio de esta medida y con ello, su entrada en vigor. Cualquier modificación de las reglas de mercado y de operación que reduzcan herramientas para la gestión de los sistemas eléctricos debe analizarse cuidadosamente.
- **Hora de cierre interzonal.** Relacionado con lo anterior, la última reforma del Reglamento de Mercado Interior de la Electricidad estableció que, a partir del 1 de enero de 2026, la hora de cierre del mercado interzonal intradiario no antecederá más de 30 minutos a la hora real. El objetivo de esta medida es acercar los mercados al tiempo real para que los agentes puedan maximizar sus oportunidades de transacción, especialmente aquellos, como la generación renovable, que están sujetos a mayor incertidumbre y variabilidad. Sin perjuicio de que el Reglamento permita a los operadores del sistema solicitar una prórroga para retrasar esta obligación cuando haya riesgo para la seguridad de suministro (que el Comité propone para REE en el apartado de Recomendaciones), el análisis del incidente pone de manifiesto que las medidas tendentes a acercar al tiempo real el cierre de



los mercados limitan las capacidades de análisis y programación de la operación del sistema, especialmente en sistemas poco interconectados como el ibérico, donde hay menos recursos de mercado disponibles desde los sistemas vecinos.

- **Mecanismos de capacidad.** Si bien el cero eléctrico del 28 de abril no fue debido a falta de firmeza o de capacidad (al darse en un momento de relativa baja demanda y con más que suficiente generación firme disponible), se pone de manifiesto la importancia de que todas las herramientas ligadas a la seguridad de suministro dispongan de máxima prioridad y agilidad. En este sentido, es necesario que los mecanismos de capacidad cuenten con una tramitación ágil que permita a los estados miembros disponer de ellos en función de las necesidades.



ANEXO I. CENTROS DE CONTROL

CONFIDENCIAL



ANEXO II. EMPRESAS DE GENERACIÓN DE IMPACTO CRÍTICO Y ALTO

Esta clasificación por grupo empresarial se corresponde con la dada por la CNMC.

EMPRESA	POTENCIA (MW)	Entidad de impacto
ENDESA GENERACIÓN S.A.	10.992,89	crítico
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	9.638,43	crítico
NATURGY CICLOS COMBINADOS, S.L.	7.296,18	crítico
IBERDROLA GENERACIÓN TÉRMICA S.L.	5.186,72	crítico
IBERDROLA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A.U.	3.066,13	crítico
IBERENOVA PROMOCIONES S.A.	2.851,41	alto
NATURGY GENERACIÓN, S.L.U.	2.279,16	alto
NATURGY RENOVABLES S.L.U.	2.125,14	alto
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	1.974,42	alto
IBERDROLA RENOVABLES CASTILLA LA MANCHA	1.808,00	alto
REPSOL GENERACIÓN CICLOS COMBINADOS, S.L.	1.624,90	alto
EDP RENOVABLES ESPAÑA S.L.U	1.362,89	alto
ENGIE CARTAGENA, S.L.	1.199,25	alto
CORPORACION ACCIONA EOLICA, S.L.U.	1.146,17	alto



ANEXO III. [REDACTED] – INSTALACIONES CONECTADAS

Nombre de la instalación	Centro de Control	Potencia máxima	Nudo RdT	Posición RdT	Tipo de instalación
--------------------------	-------------------	-----------------	----------	--------------	---------------------

CONFIDENCIAL



ANEXO IV. [REDACTED] - INSTALACIONES CONECTADAS

Nombre de la instalación	Centro de Control	Potencia máxima	Nudo RdT	Posición RdT	Tipo de instalación
--------------------------	-------------------	-----------------	----------	--------------	---------------------

CONFIDENCIAL

ANEXO V. [REDACTED] INSTALACIONES CONECTADAS

Nombre de la instalación	Centro de Control	Potencia máxima	Nudo RdT	Posición RdT	Tipo de instalación
--------------------------	-------------------	-----------------	----------	--------------	---------------------

CONFIDENCIAL



ANEXO VI. REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO: EVOLUCIÓN DE LA CARGA REPUESTA

Hora	Demanda cubierta (MW)	% respecto a demanda prevista	Aportación Francia (MW)
13:07	31	0	31
16:30	1905	8	1375
17:30	2812	12	1100
18:30	3943	16	1685
19:30	5508	22	1654
20:30	9146	35	1685
21:30	11211	40	1100
22:30	12751	48	800
23:30	13039	55	525
00:00	14074	61	312
01:00	14549	67	-102
02:00	16118	78	20
03:00	16552	82	20
04:00	16552	87	26
05:00	18563	92	190
07:00	25794	99,95	1057
14:36	23088	100	80

ANEXO VII. ACTUACIONES REALIZADAS POR EL GTOSE

- El GTOSE ha mantenido las siguientes reuniones de trabajo:
 - 30/04/2025: reunión de trabajo tras sesión constitutiva del Comité 28-A, en la sede del MITERD.
 - 01/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de operación del sistema (DOS) de REE, en la sede de REDEIA.
 - 03/05/2025: reunión de trabajo tras la segunda sesión ordinaria del Comité 28-A en la sede de REDEIA.
 - 05/05/2025: reunión de trabajo tras la tercera sesión ordinaria del Comité 28-A, en la sede del MITERD.
 - 06/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de operación del sistema (DOS) de REE, en la sede de la SEE.
 - 08/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de operación del sistema (DOS) de REE, en la sede de la DGPEYM.
 - 08/05/2025: reunión de trabajo tras la cuarta sesión ordinaria del Comité 28-A con la dirección de Iberdrola España y sus filiales de energía y redes, en la sede de Iberdrola.
 - 10/05/2025: reunión de trabajo por VC.
 - 12/05/2025: reunión de trabajo tras la quinta sesión ordinaria del Comité 28-A con la dirección de Endesa y sus filiales de energía y redes, en la sede de Endesa.
 - 13/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de operación del sistema (DOS) de REE, en la sede de la DGPEYM.
 - 16/05/2025: reunión de trabajo por VC.
 - 26/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de operación del sistema (DOS) de REE, en la sede de la SEE.

- 28/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de [REDACTED] y sus filiales de energía y redes, en la sede de [REDACTED]
- 28/05/2025: reunión de trabajo con la dirección de [REDACTED] y sus filiales de energía y redes, en la sede de [REDACTED]
- 04/06/2025: reunión de trabajo con la dirección de [REDACTED] en la sede de esta empresa.
- 10/06/2025: reunión de trabajo con la dirección de operación del sistema (DOS) de REE, en la sede de la SEE.
- Por motivos de organización del trabajo y los tiempos disponibles, no se han podido atender otras invitaciones, si bien se ha asegurado una interacción fluida con el conjunto de los agentes.
- A su vez, se han realizado solicitudes de información y datos a los principales operadores en el sistema eléctrico:
 - El operador del sistema (OS), Red Eléctrica de España, S.A.
 - Los operadores de los [REDACTED] centros de control de generación adscritos a la red gestionada (Anexo I)
 - Las empresas de generación con una capacidad instalada superior a 1.000MW (Anexo II)
 - Los operadores de las redes de distribución [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
 - A las empresas responsables de las infraestructuras comunes de evacuación de plantas de generación en las posiciones de subestaciones, en las que se han detectado las primeras desconexiones de generación el día 28, así como desconexiones el día 22 de abril: [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
 - A las empresas titulares de instalaciones de generación en las que de los datos recibidos se desprendiera la posibilidad de que se encontraran entre

las primeras desconexiones: [REDACTED]

- [REDACTED]
- A los fabricantes de inversores que representan una parte significativa del mercado de generación renovable en España [REDACTED]

ANEXO VIII. ACTUACIONES REALIZADAS POR EL GTCSO

Para llevar a cabo el conjunto de actuaciones planificadas de Análisis / Revisión de sistemas in situ, este Grupo constituyó seis equipos RRT (Rapid Reaction Team), más un equipo para la coordinación técnica, con la función de recopilar la información de contexto y aquella registrada en los sistemas de diferentes entidades, identificar indicios y obtener evidencias que pudieran apuntar a un suceso de carácter cibernético relacionado o posible causante del incidente que afectó al sistema eléctrico en España el pasado 28 de abril del 2025.

Los *RRTs* están compuestos y liderados por los tres Equipos de respuesta a incidentes de seguridad informática de referencia de España, recogidos en el **Real Decreto-ley 12/2018, de 7 de septiembre, de seguridad de las redes y sistemas de información**: el INCIBE-CERT (2), CCN-CERT (2) y ESPDEF CERT del Mando Conjunto del Ciberespacio (2). La coordinación nacional de la respuesta técnica es realizada por el CCN en virtud de lo establecido en el mencionado Real Decreto-ley en su artículo 11.3.

En cada Equipo se integró personal de **Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado**, con destino en el **Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas** o en la **Oficina de Coordinación de Ciberseguridad del Ministerio del Interior**.

Por último, también se integraron en algunos de esos Equipos, personal del MITECO y del Ministerio para la Transformación Digital y de la Función Pública (Secretaría de Estado de Telecomunicaciones e Infraestructuras Digitales - Subdirección General de Seguridad Digital).

La composición mínima por Equipo es:

- 1 jefe de equipo
- 1 analista de ciberamenaza
- 2 analista de redes IT
- 2 analistas de redes OT
- 1 documentalista (2º jefe)
- 1 miembro mínimo de la OCC / CNPIC (Guardia Civil o Policía Nacional).
- 1 miembro del MTDyFP (SETELECO -SGSD-) opcional.
- 1 miembro de MITECO opcional.
- Suplentes

Como mínimo, se han movilizado 60 personas, además de otras 15 trabajando en el análisis de información y datos que los RRT han recopilado. En total, más de 75 personas han compuesto los 6 equipos.

Las principales actividades que se realizan en el despliegue son:

1. Análisis de la red OT
2. Análisis de la red IT
3. Análisis de interconexiones y sistemas de ciberseguridad

La priorización sobre qué centros hay que analizar o revisar, la establece MITECO en función del conocimiento de la red eléctrica y el análisis que el GT de operación de la red está llevando a cabo, siendo imprescindible, para maximizar la eficiencia de los RRT, su permanente actualización en base a ese análisis.

Los equipos han llevado a cabo análisis en las siguientes entidades:



- **RRT-1 (CCN-CERT)** en las entidades **Empresa 1, 7** en instalaciones de los Centros de Control que tienen en España.
- **RRT-2 (CCN-CERT)** en las entidades **Empresa 2, 8 y 13** en instalaciones de los Centros de Control que tienen en España.
- **RRT-3 (MCCE-ESPDEF CERT)** en las entidades **Empresa 3 y 9** en instalaciones de los Centros de Control que tienen en España.
- **RRT-4 (MCCE- ESPDEF CERT)** en las entidades **Empresas 4, 10 y 14** en instalaciones de los Centros de Control que tienen en España.
- **RRT-5 (INCIBE-CERT)** en las entidades **Empresas 5 y 11** en instalaciones de los Centros de Control que tienen en España.
- **RRT-6 (INCIBE-CERT)** en las entidades **Empresa 6 y 12** en instalaciones de los Centros de Control que tienen en España.

También formaban parte de cada RRT, un miembro mínimo de la OCC / CNPIC (Guardia Civil o Policía Nacional) y, opcionalmente, un miembro del MTDyFP (SETELECO -SGSD-) y de MITECO.



ANEXO IX. LISTADO DE PETICIONES

AGENTE	CATEGORÍA	NÚMERO DE SOLICITUDES	NÚMERO DE SOLICITUDES ATENDIDAS A 16/06/2026	FECHA ÚLTIMA PETICIÓN	Nº DE RECODATORIOS
--------	-----------	-----------------------	--	-----------------------	--------------------

CONFIDENCIAL

ANEXO X. BREVES FUNDAMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- Los sistemas eléctricos son altamente complejos, ya que cuentan con millones de elementos interconectados “síncronamente” que están inyectando y consumiendo energía en cantidades que varían instantáneamente.
- Tal como marca la Ley del Sector Eléctrico, el sistema eléctrico está compuesto por distintos agentes o sujetos, con responsabilidades y derechos específicos imprescindibles para el buen funcionamiento del sistema. En este sentido, existe regulación técnica que especifica las condiciones que deben cumplir los distintos sujetos: desde el **operador del sistema** y el **transportista** (titular y gestor de las redes de transporte, aquellas de “más alta tensión” que constituyen las “arterias” principales del sistema), los **distribuidores** (titulares y gestores de las redes a menor tensión, que con carácter general llevan la energía hasta los consumidores), pero también los propios **consumidores** y **generadores** (que deben cumplir determinadas obligaciones en cuanto a la “calidad” de la energía y el modo en que interactúan con el sistema).
- Consumidores y generadores pueden conectarse tanto a las redes de transporte como de distribución. En el caso de la generación, existen infraestructuras de evacuación compartidas (también conocidas como “instalaciones colectoras” o infraestructuras comunes de evacuación, ICE) entre los distintos generadores que deseen conectar a un punto concreto de la red. Estas infraestructuras no son red de transporte ni de distribución, sino que constituyen una red privada titularidad de los generadores, hasta el “punto frontera” en que se conectan a la red. Estas instalaciones están habitualmente gestionadas por sociedades que están, a su vez, conformadas por los titulares de las instalaciones de generación que utilizan estas instalaciones para evacuar su energía a la red.
- El sistema eléctrico peninsular forma parte del **sistema europeo interconectado síncrono**, que incluye por el Sureste a Turquía, por el Este a Moldavia y Ucrania, por el Noreste a los países Bálticos, por el Norte a los países nórdicos, por el Oeste a Irlanda y por el Suroeste a Marruecos.

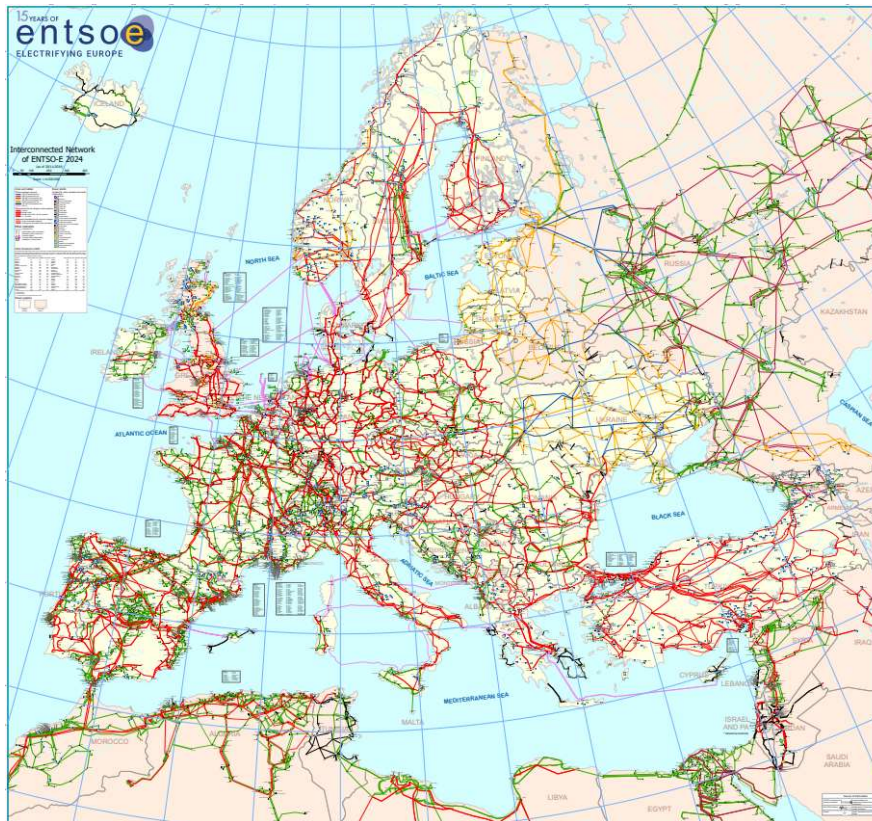
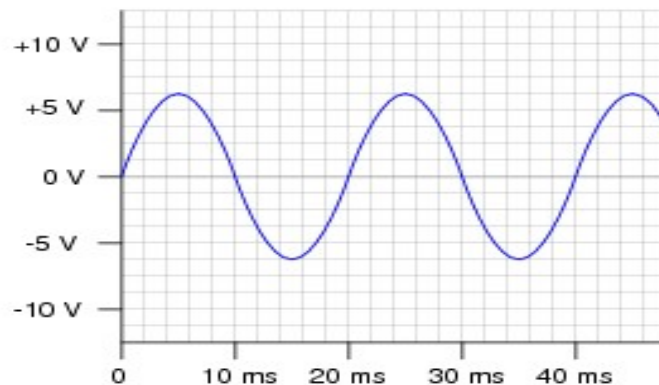


Ilustración 2 Mapa de la red interconectada ENTSO-e

- Las variables fundamentales en la operación y el funcionamiento de los sistemas eléctricos son la frecuencia (Hz) y la tensión (V).
- La **frecuencia** tiene que ver con la naturaleza electromagnética de la electricidad en corriente alterna (AC) y mide el número de oscilaciones por segundo de las ondas (tensión, intensidad, potencia). 50 Hz significa que las ondas eléctricas se repiten 50 veces por segundo (un ciclo completo cada 20 ms). Esta frecuencia de la electricidad viene determinada por la velocidad de giro del rotor de los alternadores (también denominados generadores síncronos). En el caso de que los generadores no sean rotatorios (como en el caso de la generación fotovoltaica), la electricidad se genera inicialmente como una variable constante (corriente continua, DC) y mediante unos equipos denominados inversores se convierte a corriente alterna (AC) con la frecuencia deseada para que se pueda inyectar en la red.



- Por su parte, la **tensión**, también llamada voltaje o diferencia de potencial, determina la capacidad de cada punto de la red para transferir energía. A mayor tensión, menores intensidades de corriente eléctrica serán necesarias para inyectar o consumir una determinada cantidad de energía. En la red hay muchos niveles de tensión: desde los 220V de nuestras casas a los 220kV y 400kV de la red de transporte de REE.
- Ambas variables están relacionadas con la energía que circula por la red y, en cierta forma, sirven para medir la salud y estabilidad del sistema. La energía eléctrica en corriente alterna tiene siempre dos componentes: un término de “**energía activa**”, que es la energía útil para realizar trabajo (mover motores, bombas, iluminar...) y un término de “**energía reactiva**”, que es energía no útil, pero cuya presencia en la red es inevitable debido a la existencia natural de ciertos elementos que bien generan reactiva (condensadores) bien consumen reactiva (reactancias).
- La **frecuencia** mide si la energía activa que hay en un determinado momento es “suficiente”, es decir, si no hay déficit o superávit de generación y, por tanto, hay un equilibrio entre generación y consumo. Cuando falta generación, la frecuencia cae por debajo de los 50Hz; cuando sobra, la frecuencia sube.
- Se denomina “**inercia**” a la capacidad del sistema de corregir de manera automática e instantánea desviaciones en la frecuencia provocadas por desequilibrios generación – demanda. En la actualidad, sólo los grupos síncronos que rotan con grandes masas de energía (hidráulica y grupos térmicos: nuclear, carbón, gas, termosolar, biomasa, cogeneración y residuos) aportan inercia. Con el desarrollo de la electrónica de potencia y las tecnologías de “*grid forming*” las tecnologías

asíncronas (eólica y fotovoltaica) y el almacenamiento podrán aportar inercia sintética en el futuro. También existen equipos que se pueden integrar en la red y que aportan inercia, como los compensadores síncronos o los volantes de inercia.

- Por su parte, la **tensión** mide la “calidad” de la energía que fluye por la red, es decir, si los niveles de energía reactiva son limitados. Cuando hay mucha generación de energía reactiva que no se consume o contrarresta, las tensiones suben y se producen sobretensiones. Cuando el exceso es de consumo de reactiva, entonces las tensiones caen.
- En un sistema eléctrico, la energía reactiva típicamente puede proceder de determinados tipos de consumos, como de las propias líneas eléctricas. En concreto, los cables subterráneos son más propensos a generar energía reactiva; de igual forma, con carácter general, redes eléctricas muy malladas en momentos de bajos consumos (y por tanto bajos flujos de energía en dichas redes) tienden a generar más energía reactiva, contribuyendo, si no se gestiona adecuadamente, a incrementos de tensión.
- Los Procedimientos de Operación del sistema eléctrico 1.1 y 1.3 establecen que las tensiones en la red de transporte en situación estable deben estar comprendidas entre los 380 y los 435 kV en la red de 400, y entre los 205 y los 245 kV en la red de 220. No obstante, no es conveniente que el sistema opere cerca de estos límites, para lo cual en 2021 se establecieron acuerdos entre REE y los gestores de las redes de distribución para control de tensiones en determinados nudos de referencia. En este ámbito, que, si bien no forma parte de la normativa, pero es una referencia para la operación del sistema, se definieron los rangos de “situación normal” de 380-420 kV y 204,6-234,96 kV en las redes de 400 y de 220 kV respectivamente. Asimismo, estos acuerdos prevén la adopción de “medidas de coordinación” en los rangos 234,96-245,96 kV y 420-435 kV, y “medidas excepcionales” por encima de los valores superiores, que coinciden ya con los límites superiores previstos en los procedimientos de operación referidos anteriormente.
- Para el control de tensión, la normativa obliga al conjunto de los agentes a adoptar determinadas medidas. Así, el Procedimiento de Operación 1.1 debe ser aplicado

por el operador del sistema (OS), tanto en los estudios de programación de la operación, como en la operación en tiempo real, y afecta a todas las instalaciones de la red gestionada por el OS en el sistema eléctrico peninsular y a todas las instalaciones de producción conectadas directamente a esta red.

- El operador del sistema cuenta con distintas herramientas para actuar sobre las tensiones. Por una parte, equipos integrados en la propia red: actualmente la herramienta principal con la que cuenta REE son las reactancias, cuya conexión absorbe reactiva (baja tensión en el nudo), y viceversa. Sin embargo, las reactancias no permiten, en general, un ajuste gradual de las tensiones, sino que solo el posible su conexión o desconexión (“todo o nada”), lo cual limita la capacidad del operador del sistema de laminar las variaciones de la tensión en la red mediante esta tecnología. Por ello, existen también otro tipo de equipos (como compensadores síncronos, FACTS y STATCOM), que se han empezado a incorporar ya en los sistemas eléctricos españoles, que refuerzan la capacidad inherente de control de tensión en la red.
- Por otra parte, el operador acude a las llamadas Restricciones Técnicas (ver siguiente apartado sobre funcionamiento de mercado) en las que programa la conexión de determinadas infraestructuras de generación, en base a sus capacidades y obligaciones de regulación de tensión (ver puntos anteriores), para asegurar que en el sistema exista suficiente capacidad de control de tensión activa en cualquier momento dado.
- Asimismo, la normativa, en particular el Procedimiento de Operación 7.4, obliga a generadores y consumidores a operar dentro de unos parámetros concretos, participando en el control de la tensión. En cuanto a la generación, esta puede estar sujeta a control de tensión por consigna (“observan” la tensión de la red y modifican su factor de potencia para contener las desviaciones de tensión) o a un factor de potencia fijo (en el que los valores de potencia activa y reactiva de salida deben mantener una relación concreta). Actualmente, el citado procedimiento de operación regulación fija obligaciones a la generación convencional para que regule tensión por consigna, es decir, para que contribuya activamente al control de tensión, mientras que las renovables, en el marco del Real Decreto 413/2014, de 6

de junio, están sujetas a factor de potencia, si bien desde hace años estas últimas cuentan ya con la capacidad tecnológica de operar por consigna, aunque la normativa no se lo exige.

- Por su parte, el citado procedimiento de operación impone tanto a los gestores de las redes de distribución como a los consumidores con potencia contratada superior o igual a 15MW la sujeción a un factor de potencia para evitar que generen o consuman energía reactiva en exceso.
- Cuando los valores de la frecuencia y tensión superan o caen por debajo de unos determinados niveles aparecen riesgos para los equipos, por lo que existen elementos de protección que los desconectan para evitar daños en los equipos o a las personas. En el caso de la generación eléctrica, los criterios de tensión y de frecuencia que deben poder soportar los productores de electricidad están regulados en normativa técnica estandarizada a nivel europeo (Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red), incorporado al ordenamiento jurídico español en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio. La función de estos límites es, por una parte, permitir la protección de los equipos en situaciones fuera de los parámetros habituales mientras que, por otra, se obliga al mantenimiento de la conexión en determinados márgenes, para evitar que estas desconexiones puedan contribuir a agravar problemas o situaciones sobrevenidas en la red.
- Esta norma establece que la generación conectada a 220 kV debe permanecer conectada de forma ilimitada a tensiones entre 198 y 245,96 kV, y durante 60 minutos hasta los 253 kV¹⁹. En el caso de las instalaciones conectadas a 400 kV, deben permanecer conectadas de forma ilimitada en situaciones de tensión hasta los 435 kV, y durante 60 minutos hasta los 440 kV.
- En el caso de las redes de distribución, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece, entre otras cuestiones, los índices de calidad de suministro,

¹⁹ Periodo de tiempo de funcionamiento ilimitado en el rango 0,90 pu – 1,118 pu y funcionamiento de 60 minutos en el rango 1,118pu – 1,15pu

incluyendo los niveles de tensión en los que deben operar estas redes. En particular, se establecen unos límites de +/- 7% sobre el valor nominal de tensión.

- Por estos motivos, los operadores de los sistemas eléctricos monitorean continuamente los valores de estas variables en la red con el objetivo de mantenerlos dentro de los rangos tolerables de operación. Para ello, utilizan dos sistemas de control: la “regulación frecuencia/potencia” y la regulación “tensión/reactiva”. Dado que muchos de los cambios en el sistema eléctrico ocurren en cuestión de segundos, una parte importante de esta gestión es automática, en base a consignas o parámetros prefijadas, puesto que no existiría tiempo de reacción para intervención manual para determinados eventos.
- Además del control de frecuencia y tensión, los operadores del sistema vienen prestando una atención especial en los últimos años a la estabilidad y los **fenómenos oscilatorios**.
- Los sistemas eléctricos viven en un permanente “equilibrio inestable” entre oferta y demanda, que hace que sus principales variables están cambiando continuamente, sufriendo subidas y bajadas y retornando a los valores previos tras un periodo denominado transitorio.
- Sin embargo, en ocasiones aparecen “**oscilaciones**”, fenómenos en los que las variables eléctricas (tensión, frecuencia) no sufren un incremento o caída bruscos para luego quedarse en un nuevo estado o volver a valores parecidos a los previos, sino una variación con forma de onda que sigue un patrón fijo de frecuencia y amplitud, a modo de “vaivén”.



Figura: oscilación de frecuencia

- En los sistemas eléctricos las oscilaciones se pueden dar entre distintas zonas del sistema interconectado y donde más se notan es en las zonas más periféricas o alejadas eléctricamente del “centro de gravedad” del sistema, como la península ibérica (que está alejada por su débil interconexión con el continente).

- Estas **oscilaciones** se denominan **inter-área** u oscilaciones “naturales”, son conocidas, se explican por la estructura y dimensión del sistema y están catalogadas, habiéndose determinado cuál es el movimiento concreto y entre qué zonas se producen. Suelen tener frecuencias de oscilación bajas, de entre 0,1Hz y 1Hz. El hecho de estar en un extremo del sistema síncrono europeo, con una interconexión débil como es el caso de la Península Ibérica, puede causar que oscilaciones del sistema eléctrico europeo se perciban con más fuerza en la península, y en particular en las zonas más alejadas eléctricamente del resto del continente. Se podría describir como un “efecto látigo”, en el que un pequeño movimiento u oscilación cerca del centro genera un gran movimiento en el extremo.
- También pueden aparecer oscilaciones entre unos pocos elementos dentro de una zona del sistema, de carácter más local. Tienen frecuencias de oscilación más altas que las inter-área (de hasta más de 1Hz), aunque ésta dependerá del origen (mecánico, electromecánico o electrónico / control) y del tipo de generador o demanda implicada.
- Las oscilaciones son muy peligrosas pues, si no se amortiguan, se amplifican y siguen creciendo, pueden provocar la desconexión de las distintas partes del sistema y un colapso total. El 1 de diciembre de 2016, una oscilación inter-área Este-Centro-Oeste en el sistema interconectado europeo provocó la desconexión de diversas zonas del sistema.
- El sistema eléctrico europeo está en constante evolución, lo cual puede tener implicaciones sobre los modos oscilatorios que pueden afectar al sistema. A modo de ejemplo, en marzo de 2022 los sistemas eléctricos de Ucrania y Moldavia se sincronizaron con la red continental europea, ampliando y modificando así el sistema eléctrico en el continente. Más recientemente, en febrero de 2025, se ha completado la sincronización con el sistema europeo de los países bálticos (Estonia, Letonia, Lituania).
- La capacidad de un sistema eléctrico para neutralizar cualquier oscilación que se pueda producir en sus variables fundamentales y que el sistema vuelva rápidamente a su estado de equilibrio se denomina amortiguamiento. Se trata de

un parámetro que se puede medir en cada momento, es propio de cada nudo de la red y distinto para cada modo y frecuencia de oscilación.

- Los operadores de los sistemas eléctricos tienen protocolos para reforzar el amortiguamiento del sistema cuando observan que éste es reducido y no es capaz de neutralizar una oscilación. Así, los operadores del sistema español y francés cuentan con acuerdos para no realizar determinadas maniobras topológicas cerca de la frontera con impacto negativo sobre la estabilidad de pequeña señal del sistema, y cuentan con procedimientos acordados de actuación en caso de oscilaciones no amortiguadas. Además, el operador del sistema cuenta con un sistema de monitorización en tiempo real del comportamiento oscilatorio del sistema.
- En general, el amortiguamiento se incrementa aumentando el mallado de la red (conectando circuitos que estuvieran abiertos), reduciendo los flujos de exportación desde la periferia o reforzando la interconexión con el centro de gravedad del sistema. Asimismo, para que la generación, la demanda o la propia red puedan contribuir a amortiguar las oscilaciones, pueden instalarse en ellos equipos especiales (electrónica de potencia). En el caso de la generación síncrona, se trata de los “estabilizadores de potencia” o PSS (Power System Stabilisers) que deben encontrarse correctamente ajustados a las frecuencias concretas de oscilación que puedan aparecer en el sistema.²⁰ En concreto, en España en el año 2016 se llevó a cabo una revisión y ajuste de los PSS en las centrales de ciclo combinado del sistema para contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones. Asimismo, se analizó por parte del operador del sistema y las empresas titulares de las centrales nucleares la viabilidad de instalación de equipos PSS en estas instalaciones, con la conclusión de que no era viable dotarlas de estos sistemas [REDACTED]

²⁰ Para la generación asíncrona y los enlaces HDVC, con electrónica de potencia, existen soluciones similares denominadas sistemas POD (Power Oscillation Damping).

ANEXO XI. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO Y LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- En cuanto al funcionamiento del mercado eléctrico, todos los días del año a las 12:00 CET, se lleva a cabo la sesión del mercado diario en la que se fijan los precios y energías de la electricidad en toda Europa para las veinticuatro horas del día siguiente. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda. De acuerdo con la normativa vigente, las instalaciones de producción están obligadas a realizar ofertas en el mercado por su potencia disponible.
- Está previsto que el mercado diario pase a negociarse con periodicidad cuarto-horaria (casación cada 15 minutos, en lugar de cada hora). El arranque del mercado diario cuarto-horario estaba previsto para el 11 de junio de 2025, habiéndose retrasado la fecha al 1 de octubre de 2025 recientemente²¹.
- Los resultados del proceso de casación del mercado diario se remiten al Operador del Sistema, que elabora el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) incorporando la programación en las interconexiones y los contratos bilaterales físicos.
- De acuerdo con el Procedimiento de Operación 3.2, el Operador del Sistema valida el PDBF desde el punto de vista de la viabilidad técnica. Este proceso se denomina gestión de las **restricciones técnicas del sistema** y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte, en base a la generación declarada disponible en cada momento. En concreto, el procedimiento de operación 3.2 define una restricción técnica como “cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de

²¹ Decisión del Market Coupling Steering Committee (operadores del mercado y operadores del sistema) del 14 de mayo de 2025, motivada por constatarse que algunos operadores del mercado no han acreditado estar preparados técnicamente para el arranque en la fecha prevista del 11 de junio de 2025.

operación”. Para las restricciones técnicas, el operador del sistema puede contar con las instalaciones que no se hayan declarado como “indisponibles”.

- Por tanto, los resultados del mercado diario pueden sufrir pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a lo que se conoce como programa diario viable provisional (PDVP).
- Con posterioridad, a través del mercado intradiario, los agentes del mercado pueden ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía, su programa resultante del mercado diario conforme a las necesidades que esperan en el tiempo real, dando lugar al Programa Final (PHF).
- **Los mercados intradiarios** se estructuran actualmente en tres sesiones de subastas en el ámbito europeo y un mercado continuo transfronterizo europeo. Desde el 18 de marzo de 2025, la negociación del mercado intradiario es cuartohoraria. Es decir, pueden producirse hasta 4 resultados distintos del mercado en cada hora, lo cual puede llevar a cambios en la producción o en los enlaces en cada uno de estos momentos.
- Además de estos mercados organizados, existen los mercados no organizados, basados en contrataciones bilaterales entre agentes. Aunque estos acuerdos no se realizan en un mercado centralizado, los contratos bilaterales físicos deben ser obligatoriamente nominados ante el Operador del Sistema y ante OMIE, con el fin de garantizar su integración en el sistema eléctrico.
- Al igual que con el mercado diario, una vez llevados a cabo estos mercados, los resultados son evaluados por los operadores del sistema para que puedan programar sus **procesos de balance y de restricciones técnicas en tiempo real**. El programa definitivo, que recoge el resultado final de todos estos procesos, se denomina Programa Operativo (P48).



ANEXO XII. BREVES FUNDAMENTOS DE CIBERSEGURIDAD Y SISTEMAS DIGITALES

Dentro de un contexto de ciberseguridad, y en líneas generales, cuando hablamos del mundo IT (*Information Technology*), nos estamos refiriendo a aquellos sistemas de información y comunicación que manejan principalmente información y datos, mientras que cuando hablamos del mundo OT (*Operational Technology*), estamos más bien refiriéndonos a sistemas dedicados al control y supervisión en tiempo real de procesos industriales.

En el esquema siguiente, se puede observar cómo se suelen estructurar los principales componentes IT y OT en una organización, agrupados por niveles, de manera que el nivel inferior, siempre veremos ubicados los sistemas OT, y según vamos subiendo el nivel, van apareciendo los sistemas IT.



Ilustración 3: Ejemplo de ubicación de los Sistemas IT y OT en una organización (fuente: elaboración propia)

Convergencia IT/OT

Se podría decir que la digitalización del sector energético ha sido el resultado de converger los sistemas IT con los sistemas OT. De hecho, este sector está experimentando una revolución sin precedentes donde sus sistemas están cada vez más interconectados en busca de una mayor eficiencia y productividad. Un ejemplo claro de digitalización en el sector energético ha sido el despliegue masivo de contadores inteligentes. Estos contadores permiten a las distribuidoras monitorizar el consumo de energía en tiempo real, lo que facilita la optimización de la oferta y la optimización del flujo/consumo energético. Los inversores son otro ejemplo de sistemas

digitales que pueden comunicarse a través de redes IT u OT y comunicar ambas permitiendo la operación de flujos de red.

Desafíos de ciberseguridad

La digitalización está provocando extraordinarios beneficios que demandaba el sector, pero también enfrenta importantes desafíos técnicos y regulatorios. A medida que la red se digitaliza, requiere una mayor atención a las vulnerabilidades, susceptibles de ser una posible entrada a un ciberataque o desencadenar un fallo de los sistemas. Dado el nivel de conexión digital de todos los sistemas, las infraestructuras energéticas se encuadran dentro de las consideradas críticas para los Estados en el ámbito de la Unión Europea.

En resumen, los nuevos desafíos de ciberseguridad, un campo en constante evolución que requiere una respuesta continua y adaptable, ha provocado la necesidad de familiarizarnos cada vez más de una serie de conceptos más técnicos, que han empezado a ser de uso común, y que son necesarios entender para, por ejemplo, comprender correctamente el alcance del presente documento.

Algunos conceptos para tener en cuenta:

- **Ciberincidentes.** Un evento de ciberseguridad que se ha determinado que tiene un impacto en la organización que provoca la necesidad de respuesta y recuperación, pudiendo afectar a la disponibilidad de los sistemas y datos, la integridad de estos, la confidencialidad y la seguridad de los protocolos que se basan en la autenticación y el no repudio.
- **Amenazas.** Cualquier circunstancia o evento con el potencial de impactar negativamente en las operaciones de la organización o activos digitales de la organización mediante acceso no autorizado, destrucción, divulgación, modificación de información y/o denegación de servicio.
- **Ciberamenaza:** Cualquier situación potencial, hecho o acción que pueda dañar, perturbar o afectar desfavorablemente de otra manera las redes y los sistemas de información, a los usuarios de tales sistemas y a otras personas.
- **Ciberataque:** materialización de una ciberamenaza.

- **Vulnerabilidades.** Debilidad en un sistema de información, en las redes de comunicación, en los procedimientos de seguridad del sistema, en los controles internos o en la implementación que podría ser explotada o activada por una fuente de amenaza.
- **Medidas de ciberseguridad:** Son un conjunto de acciones, tecnologías y políticas que se implementan en una organización para proteger sus sistemas, redes y datos contra ciberamenazas y ciberataques. Estas medidas tienen como objetivo garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información. La ciberseguridad en las infraestructuras críticas del sector energético requiere un enfoque integral que combine el cumplimiento de normativas específicas, como la directiva NIS2, con la implementación de estándares nacionales e internacionales reconocidos y certificaciones que refuercen la seguridad de los sistemas. Estándares como el NIST Cybersecurity Framework o certificaciones como la ISO/IEC 27001 y la ISA/IEC 62443, entre otras, proporcionan directrices prácticas y universales para gestionar riesgos, proteger sistemas y garantizar la continuidad de las operaciones.
- **Normativa de referencia:** en España, los operadores energéticos que están designados como infraestructura crítica, en virtud de la Ley 8/2011, disponen de modelos de Plan de Seguridad del Operador (PSO) y Plan de Protección Específica (PPE), donde se indican recomendaciones sobre sistemas de control y medidas de seguridad a aplicar para una adecuada gobernanza de la ciberseguridad. Asimismo, existen estándares internacionales, como el IEC 62443, que ofrecen buenas prácticas al respecto. En el ámbito ciber, los Operadores de Servicios Esenciales están sometidos a las obligaciones contenidas en el RDL 12/2018 y el RD 43/2021 que lo desarrolla.

Para el sector público, la normativa de referencia en materia de ciberseguridad es el Esquema Nacional de Seguridad, desarrollado en el Real Decreto 311/2022 y las guías CCN-STIC de la serie 800.