

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

- 1377** *Resolución de 19 de enero de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.*

De acuerdo con las funciones establecidas en los artículos 7.1.b) y 7.1.c) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria resuelve:

#### I. Antecedentes de hecho

Primero.

A solicitud del Operador del Sistema, justificada en los riesgos para la seguridad del suministro expuestos por el mismo en dicha solicitud, y previa tramitación urgente de la propuesta de modificación a través del Consejo Consultivo de Electricidad e información pública, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó la Resolución de 20 de octubre de 2025, por la que se modifican temporalmente los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

Dicha resolución preveía ser de aplicación durante un periodo de treinta días naturales, el cual podía ser prorrogado por periodos adicionales de quince días naturales, hasta una duración total máxima de tres meses. Previa solicitud del operador del sistema, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC acordó sucesivas prórrogas el 18 de noviembre, el 1 de diciembre, el 18 de diciembre y el 29 de diciembre de 2025. La aplicación de estas medidas temporales finaliza definitivamente el 19 de enero de 2026.

Segundo.

Con fecha 18 de diciembre de 2025 se ha recibido en el registro de la CNMC propuesta del operador del sistema de modificación de los Procedimientos de Operación 3.1, 3.2 y 7.2. El objetivo de la propuesta es mantener la aplicación de las medidas transitorias establecidas en virtud de la Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los procedimientos, aunque con variaciones en su contenido respecto al texto aprobado por la citada Resolución de 20 de octubre.

La propuesta recibida del operador del sistema ha sido sometida a consulta pública por dicho operador, entre el 19 de noviembre y el 10 de diciembre de 2025, de acuerdo con lo previsto en el artículo 23 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema. Adicionalmente, la propuesta fue debatida por el operador con los participantes en el mercado y el operador del mercado, en una reunión el día 2 de diciembre de 2025, a la que también asistió la CNMC.

Tercero.

Con fecha 29 de diciembre de 2025, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo

Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de diez días hábiles.

La reducción del periodo de audiencia a diez días hábiles viene justificada por la conveniencia de no interrumpir la aplicación de las medidas aprobadas por Resolución de 20 de octubre de 2025, cuyo vencimiento tiene lugar el 19 de enero de 2026.

Cuarto.

Con fecha 29 de diciembre de 2025, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportara sus comentarios al respecto.

## II. Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial.*

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

El artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, en su párrafo b), habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para establecer la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en el sector eléctrico. Asimismo, el párrafo c) del mismo artículo habilita a esta Comisión para establecer las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, en su artículo 5, establece que el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, el artículo 23 de la citada Circular 3/2019 establece el procedimiento de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

Segundo. *Síntesis de los cambios propuestos por el operador del sistema.*

El operador del sistema solicita las modificaciones que se detallan a continuación y que van dirigidas a reducir los factores que provocan variaciones bruscas de tensión en la red, lo que facilitará la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular.

La propuesta consiste, a grandes rasgos, en mantener la aplicación de las medidas transitorias establecidas en virtud de la Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los procedimientos. Sin embargo, los cambios propuestos no son idénticos a los que fueron introducidos con carácter temporal por la citada resolución, ya que se ha adaptado el contenido tras la experiencia y el debate con los sujetos interesados.

Procedimiento de operación 3.1 Proceso de programación.

Se flexibiliza la hora de publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) con objeto de garantizar que se publica una solución completa de restricciones técnicas tras el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). De este modo, se evitará la aplicación de un volumen elevado de redespachos por restricciones en el proceso de

resolución en tiempo real, lo que a su vez evitara la necesidad de activación de energías de balance adicionales. Para ello, se modifica lo siguiente:

- Se reduce de 30 a 15 minutos el plazo de tiempo para la publicación del PDBF por el OS (apartado 6 y anexo I).
- Se reduce de 20 a 10 minutos el plazo de tiempo para el envío de las nominaciones de programa de los participantes en el mercado al OS (apartados 6.4, 6.5 y anexo I).
- Se modifica la referencia temporal para el envío de los desgloses, las potencias hidráulicas y los caudales, quedando recogido en los apartados 7.1 y 7.2 y el anexo I que dicha información será enviada por los sujetos al OS desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 10 minutos tras la publicación del PDBF.

A este respecto, el operador del sistema pone de manifiesto en su informe justificativo que esta modificación no supone una disminución del tiempo actualmente disponible para el envío de desgloses. Actualmente los participantes en el mercado disponen de 20 minutos tras la publicación del PDBC para el envío de esta información. Con el cambio propuesto, se retrasa su envío hasta 10 minutos después de la publicación del PDBF, por lo que dispondrán del plazo de tiempo para la publicación del PDBF (unos 15 minutos) más los 10 minutos adicionales tras la publicación del PDBF, es decir, unos 25 minutos en total para el envío de los desgloses de programa.

- Se modifica el apartado 8 y el anexo I para contemplar la publicación del PDVP con la solución completa de las restricciones técnicas del PDBF.

#### Procedimiento de operación 3.2 Restricciones técnicas.

Se incorpora al proceso de resolución restricciones técnicas al PDBF la programación de generación por falta de reserva a subir, que anteriormente se abordaba en su totalidad en el proceso de restricciones técnicas en tiempo real. Esta adaptación tiene por objeto reducir el desequilibrio de energía en tiempo real y con él la necesidad de energía de balance. Para ello, se introduce los siguientes cambios en el PO 3.2:

- Se modifica el apartado 6.1.3.c) para incluir la programación de grupos térmicos en situaciones de insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema en la Fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.
- En este mismo apartado 6.1.3.c) se especifica la obligación para los grupos térmicos adicionales que sean programados por falta de reserva a subir de ofrecer toda su reserva de potencia disponible en los mercados de balance, en los períodos de programación en los que se les haya generado un redespacho de energía a subir y tengan establecida una limitación por seguridad de programa mínimo.
- En previsión de un incremento en el volumen de las restricciones y, en consecuencia, de la fase 2 (reequilibrio generación-demanda) del proceso de resolución de restricciones técnicas tras el PDBF, se elimina el apartado 6.2.1.b) para excluir la participación en esa fase de las importaciones de energía a través de interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio del proceso de reequilibrio generación-demanda.
- Se elimina el apartado 6.5 de tal forma que la solución de las restricciones técnicas del PDBF sea siempre completa.

#### Procedimiento de operación 7.2 Regulación secundaria.

La obligación de seguimiento del programa de tiempo real (PTR) por los proveedores habilitados en el servicio de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR), que recoge el anexo II, se extiende a todos los períodos de programación, independientemente de si el proveedor está participando activamente en el servicio. Se compatibiliza este cambio con el cálculo del desvío especificando que la liquidación de desvíos del BSP se realizará teniendo en cuenta la energía cuarto horaria frente a la integral del PTR rampeado.

Tercero. *Consideraciones.*

La justificación que aporta el operador del sistema para la necesidad de modificación de los procedimientos de operación coincide con la aportada en octubre de 2025, cuando solicitó a la CNMC la aprobación urgente de unas medidas casi coincidentes con las ahora solicitadas.

En síntesis, a finales de septiembre, el operador observó que se estaban registrando en el sistema eléctrico peninsular variaciones bruscas de tensión coincidiendo con cambios abruptos en la producción procedente de plantas que siguen un factor de potencia, es decir, la variación de la producción de energía activa en estas instalaciones va acompañada de una variación de la energía reactiva, lo que a su vez impacta en la tensión. Si esa variación se produce de forma brusca, podría llegar a ponerse en riesgo la estabilidad del sistema y la seguridad del suministro.

El operador argumentaba que la dinámica descrita no se había producido en el pasado con la magnitud actual. Es la evolución que ha experimentado el sistema en apenas uno o dos años la que provoca los saltos bruscos de producción: crecimiento significativo de las instalaciones que siguen factor de potencia, con participación muy activa en los segmentos de mercado de tiempo real (mercado intradiario y servicios de balance), negociación cuarto-horaria en los mercados, aparición de precios negativos, integración de los mercados de balance europeos, etc.

Para paliar este riesgo, en primer lugar, el operador del sistema exigió la aplicación de una rampa controlada para los cambios de programa a todas las instalaciones que disponen de esta capacidad en virtud de la Orden TED/749/2020. En segundo lugar, propuso a la CNMC la introducción de modificaciones en los procedimientos de operación del sistema. Dichas modificaciones perseguían eliminar algunos de los factores que facilitan la aparición de saltos bruscos de programa. A grandes rasgos:

- Garantizar una resolución completa de restricciones (congestiones, falta de reserva, etc.), tras el mercado diario, dando así firmeza a los programas con antelación a tiempo real y reduciendo la necesidad de programar energías de balance en tiempo real.

- Y establecer el seguimiento del programa PTR (incluyendo rampas para los cambios de programa) por parte de las instalaciones habilitadas en secundaria (aFRR) en todos los períodos de programación. De esta forma se pretende ampliar el número de instalaciones que siguen rampas en los cambios de programa más allá del ámbito de la Orden TED/749/2020, alcanzando a todas las instalaciones que disponen de esa capacidad.

La propuesta del operador del sistema incluía otras medidas (revisión del PO 7.4) que no fueron aprobadas por la CNMC en octubre de 2025, por considerar que requerían un mayor análisis y debate con los sujetos y, además, no eran de inmediata aplicación.

Las medidas propuestas fueron aprobadas por Resolución de la CNMC de 20 de octubre de 2025, tras un breve proceso de audiencia pública. Su aplicación se estableció con carácter temporal, con un máximo de tres meses (del 20 de octubre de 2025 al 19 de enero de 2026). La CNMC consideró conveniente dotarles de un carácter temporal teniendo en cuenta la urgencia de la tramitación, la falta de debate en el sector (sin consulta pública del operador del sistema), el riesgo de que las modificaciones afectaran negativamente al mercado y, sobre todo, la posibilidad de que las variaciones de tensión que justificaban las medidas pudieran tener un origen estacional, por la menor demanda del periodo otoñal. Se consideró que la situación podía mejorar con el aumento de la demanda en invierno, la reducción del potencial solar y la implementación del nuevo servicio de control de tensión del PO 7.4, aprobado por Resolución de la CNMC de 12 de junio de 2024, que estaba prevista en enero de 2026.

Desde que se iniciara la aplicación de estos cambios el pasado mes de octubre, la CNMC ha estado vigilando estrechamente el impacto de las medidas, tanto sobre las variaciones de tensión, como sobre el mercado eléctrico. Esta vigilancia se ha llevado a cabo con la información y los análisis proporcionados por el operador del sistema, y con

la información del mercado<sup>(1)</sup> a la que tiene acceso diariamente esta Comisión. De acuerdo con la misma, no se ha constatado un aumento de los costes de restricciones o banda de regulación secundaria que soporta la demanda y tampoco se ha observado un impacto negativo sobre el desempeño del mercado. No obstante, no se puede descartar que esta evolución se haya visto afectada también por otros factores como la climatología.

<sup>(1)</sup> Información de esios (<https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>) e información puesta a disposición por el Operador del Sistema diariamente a la CNMC sobre los servicios de ajuste.

Asimismo, la CNMC está impulsando a través de reuniones con los sujetos y el operador del sistema la rápida implementación del nuevo servicio de control de tensión –que permite una gestión dinámica de la tensión–, de forma que se clarifiquen los requisitos y respuestas que se exigen en el servicio del PO 7.4 y en el proceso de habilitación para dar este servicio. Como resultado de este proceso, se está trabajando en la actualidad en la adaptación de ciertos aspectos del servicio al nuevo escenario del sistema eléctrico.

Mientras tanto, el operador del sistema ha lanzado de nuevo la modificación de los procedimientos, esta vez sí cumpliendo el trámite de consulta pública con los sujetos interesados, debatiendo además la propuesta directamente con los sujetos. Este proceso ha culminado con la propuesta que es objeto de la presente resolución, la cual constituye una evolución de la primera versión propuesta, ya que se han incorporado adaptaciones que minimizarán el riesgo de afectación a los procesos del operador del mercado. Si bien dichas adaptaciones, consistentes en ajustar los tiempos asociados a los procesos de nominación de programas, envío de desgloses y publicación del PDBF, pueden afectar a los sujetos, hay que tener en cuenta que el operador del sistema ha renunciado a la reducción del plazo para la presentación de ofertas de restricciones tras el PDBF, ante el rechazo de los sujetos, sin perjuicio de que el tiempo total para elaborar estas ofertas desde los resultados del mercado diario se haya reducido.

En el proceso de debate con el sector, se han discutido otras posibles soluciones alternativas a esta modificación de los procedimientos 3.1, 3.2 y 7.2. La opción más efectiva sería la exigencia de rampas para cambio de programa a todas las instalaciones de generación del sistema eléctrico peninsular, acompañado de la imposición de un control de tensión dinámico en sustitución del factor de potencia, lo que obligaría a las instalaciones anteriores a la Orden TED/749/2020 a acometer inversiones. Otra herramienta que sería efectiva para garantizar la estabilidad de las tensiones sería una habilitación rápida y generalizada de las instalaciones asíncronas en el servicio de control de tensión con seguimiento de consignas. Pero este proceso podría no estar lo suficientemente avanzado cuando cambien de nuevo las circunstancias del sistema en primavera, con el descenso de la demanda y el aumento de la producción solar.

#### Cuarto. *Resultado del trámite de audiencia.*

Durante el periodo de audiencia e información pública de la propuesta de resolución, se han recibido comentarios de 23 sujetos, entre empresas y asociaciones que representan tanto a generadores convencionales y renovables como a consumidores y comercializadores, así como del Operador del Mercado. Asimismo, se ha recibido informe de la Dirección General de Política Energética y Minas, valorando positivamente el mantenimiento de las medidas adoptada mediante Resolución de la CNMC de 20 de octubre de 2025, más allá del horizonte de tres meses, ya que la experiencia acumulada durante este periodo ha permitido constatar su eficacia y, pone de manifiesto que no se ha constatado en el seguimiento diario realizado un incremento de los costes de restricciones o reserva de regulación secundaria que soporta la demanda.

Respecto a las modificaciones planteadas en el proceso de programación del PO 3.1 y en el proceso de resolución de restricciones del PO 3.2.

Respecto a las modificaciones planteadas en el proceso de programación del PO 3.1 y en el proceso de resolución de restricciones del PO 3.2, en general, los sujetos apoyan la conveniencia para la seguridad del sistema de garantizar una resolución completa de restricciones tras la casación del mercado diario, pero, al mismo tiempo, consideran que dicho proceso no debe condicionar la operativa del mercado. En consecuencia, los sujetos plantean la necesidad de seguir trabajando en una solución más robusta de largo plazo, tal que garantice la solvencia del proceso de transición energética con las debidas garantías. Una opción unánimemente aceptada sería el retraso de la primera subasta intradiaria IDA1 hasta las 16:00 horas. También algunos sujetos plantean el adelanto de la casación del mercado diario europeo a las 11:50 (envío de ofertas hasta las 11:00). Estas propuestas tendrían encaje en el contexto actual de revisión de la Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. No obstante, estas modificaciones requieren de un debate en el ámbito europeo que no permite obtener resultados en el corto plazo.

En un ámbito más de detalle, los sujetos rechazan cualquier reducción de los plazos disponibles para procesos, ya que puede traducirse en un incremento del riesgo de errores, así como requerir desarrollo de sistemas y cambios operativos. No se oponen al adelanto de las RRTT por RSI, pero solicitan que se elimine la restricción a que los grupos despachados por RSI puedan incrementar programa en mercado intradiario, dejando libertad a los sujetos para disponer de su reserva en el segmento de mercado que consideren más oportuno. Esta solicitud no es admisible, la creación de reserva de balance por restricciones conlleva un alto coste que soporta la demanda española y debe garantizarse que dicha reserva estará disponible en el horizonte del balance para el sistema que la financia. La solución óptima sería sustituir la RSI por un mercado de capacidad mFRR, pero no podrá ser abordada en el corto plazo. La creación de este mercado, como solución en el medio plazo, también ha sido propuesta y apoyada por varios sujetos como alternativa que permita publicar el PDVP a tiempo y facilite la participación en la IDA1.

Adicionalmente, los sujetos plantean varias sugerencias que, en su opinión, mejoraría la propuesta. Algunas cuestiones ya fueron planteadas por los sujetos al operador del sistema en su trámite de consulta pública. Dicho operador aceptó, entre otras, mantener el plazo de presentación de ofertas de restricciones. Entre las sugerencias formuladas a la CNMC cabe considerar las siguientes:

– Posibilidad de que el OS emita una comunicación a las 14:45 h en la que notifique si va a publicar o no el PDVP con tiempo suficiente para que los agentes rectifiquen y envíen sus ofertas en plazo a la primera subasta del mercado intradiario, así como tener cierta visibilidad sobre las sesiones del mercado intradiario continuo en las que van a poder participar.

A este respecto, aproximadamente a las 14:30 h el operador del sistema tendrá visibilidad para informar de aquellas circunstancias en que ya se haya identificado y notificado a OMIE sobre la imposibilidad de publicar el PDVP a tiempo para la IDA1, pero es posible que tras esa hora surja alguna incidencia que no permita garantizar el envío de esta comunicación antes de las 14:45 h. Por ello, se ha incorporado al texto del PO la previsión de que el operador del sistema comunique al conjunto de los participantes del mercado a la mayor brevedad posible la imposibilidad de publicar el PDVP a tiempo para permitir la participación del sistema eléctrico español en la IDA1, sin establecer una hora límite para la comunicación.

– No recortar los plazos para la nominación de bilaterales de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, en tanto que se trata de una situación excepcional, por lo que tiene riesgo de errores si se recortan los tiempos

(procesos no automatizados), mientras que, por su baja ocurrencia, resulta cuestionable el beneficio del recorte.

Sobre esta cuestión, teniendo en cuenta que se trata de una situación de ocurrencia muy excepcional y que, en estas ocasiones, es muy probable la cancelación de la IDA1 derivado del propio retraso del proceso del SDR por falta de tiempo, no aportaría mucho valor el añadir un recorte en los tiempos de los sujetos. Por ello, se modifica el texto del PO para volver a la situación vigente sin recortes de tiempo.

– Eliminar los coeficientes 0,85 y 1,15 que se aplican sobre el precio del mercado diario para retribuir las asignaciones por restricciones en situación de ausencia de oferta. Consideran que la ausencia de oferta se debe considerar un error y, por tanto, no se justifica penalizar al sujeto.

Estos coeficientes tienen como objetivo incentivar a los participantes de mercado a presentar correctamente las ofertas de energía disponible para la solución de restricciones técnicas, por lo que se considera razonable su mantenimiento. En cualquier caso, la revisión de estos porcentajes no serían objeto de la modificación propuesta.

– Indicar expresamente en el PO 3.2 que la reserva obligada a ofertar en los mercados de balance tras haber sido programados para la solución de restricciones técnicas por RSI sea la técnicamente disponible.

A este respecto, se considera que los procedimientos de operación de balance ya prevén que los sujetos deban ofertar las capacidades técnicamente posibles acordes a cada producto por lo que no se considera necesario realizar ninguna modificación en el PO 3.2.

Finalmente, se han detectado algunas erratas en la propuesta de PO 3.1 sometida a trámite sobre los tiempos de la propuesta remitida por el Operador del Sistema<sup>(2)</sup>.

<sup>(2)</sup> En el apartado 7.1, 7.2 y anexo I del PO 3.1, los desgloses de UP en UF, potencias hidráulicas máxima y mínima y caudales mínimos hidráulicos se podrán entregar hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF, en vez de los 10 minutos del texto que se sometió a audiencia.

En el anexo I del PO 3.1, el plazo para informar las nominaciones de programa de los PM al OS es de hasta 10 minutos tras la publicación de los resultados del mercado diario y no de 20 minutos del anexo sometido a audiencia.

Respecto a las modificaciones planteadas en el seguimiento del PTR.

Respecto al seguimiento del PTR, los sujetos argumentan que será perjudicial para los proveedores de aFRR de tecnología renovable no gestionable, los cuales tendrán que afrontar vertidos para poder garantizar su cumplimiento, en períodos temporales en los que no estén prestando el servicio, por lo que no recibirán una contraprestación económica directa por esta pérdida en esos períodos. Por otra parte, apuntan la posibilidad de un aumento generalizado del coste del servicio de reserva aFRR que soporta la demanda, como consecuencia del aumento del precio de oferta para cubrir los riesgos de pérdida económica en otros períodos por el seguimiento del PTR, o la pérdida de proveedores del servicio.

Sobre la base de los riesgos descritos, los sujetos solicitan que se elimine esta medida o que, alternativamente, su aplicación sea temporal, en tanto la situación de riesgo del sistema remita o se realice un análisis de impacto económico que demuestre el beneficio de la medida. También proponen que la aplicación del requerimiento tenga un carácter dinámico, siendo requerida solo en las horas o zonas en que resulte justificado. Por otro lado, se reitera la solicitud ya planteada cuando se aprobó el servicio SRS de implantación de zonas dinámicas, en las que resulte ágil incorporar o retirar instalaciones del proveedor aFRR. Por último, solicitan que se revise cómo se calcula el PTR (programa de tiempo real), para que de forma inmediata tras la asignación se integren todos los redespachos en tiempo real, así como indisponibilidades y desvíos comunicados.

A este respecto, se comparte la conveniencia de abordar estos enfoques alternativos o mejoras a la propuesta de POs planteados, si bien requieren un mayor tiempo de análisis y de desarrollo de sistemas que hacen inviable su implantación en el corto plazo.

Respecto al carácter temporal de las modificaciones.

Se han recibido varias alegaciones indicando que las modificaciones propuestas no deberían pasar a ser permanentes, en tanto no se profundice en un diagnóstico más profundo de la situación, se contraste el impacto de la implantación completa del PO 7.4 y se desarrollen otras alternativas planteadas en los párrafos anteriores. También señalan la necesidad de una mayor transparencia sobre el impacto de las modificaciones y la necesidad de una fijación de parámetros objetivos que justifiquen el mantenimiento de las modificaciones propuestas hasta cumplirlos.

A lo largo de las reuniones mantenidas dentro del plan de trabajo previsto en la Resolución aprobada por la CNMC el 20 de octubre de 2025, en la que se modificaron temporalmente varios procedimientos de operación del sistema eléctrico, se han ido debatiendo las diversas alternativas indicadas en los apartados anteriores y se han ido descartando por la imposibilidad de implantarlas en el corto plazo. También se ha debatido sobre la adecuación del vigente PO 7.4 al contexto actual de variaciones bruscas de tensión, lo que ha permitido abordar en una primera fase, una ampliación de los rangos de tensión admisibles en la prestación básica<sup>(3)</sup>.

<sup>(3)</sup> Con fecha 26 de diciembre de 2025, el operador del sistema comunicó a los sujetos la actualización de los parámetros establecidos en los anexos 1 y 2 del PO 7.4, de los rangos de tensión de la prestación básica del servicio para los proveedores bajo el ámbito del apartado 6.1.2 del PO conectados a la red de transporte.

Asimismo, se ha realizado un seguimiento de acuerdo con la información proporcionada por el operador del sistema del impacto de las medidas sobre el funcionamiento de los mercados, así como sobre la evolución de la variabilidad de las tensiones, parámetro que provocó el lanzamiento de las medidas previstas en la Resolución del 20 de octubre de 2025. De acuerdo con la información proporcionada por el operador del sistema, la evolución de este parámetro ha sido favorable en los últimos dos meses y no se han repetido las variaciones bruscas identificadas a finales de septiembre de 2025. No obstante, no se puede descartar que las condiciones climatológicas hayan podido también favorecer esta evolución.

No obstante, esta Comisión coincide con las alegaciones de los sujetos en que resulta necesario seguir trabajando para contar con un mejor conocimiento de los parámetros relevantes que afectan a la operación del sistema tras todas las adaptaciones que han tenido lugar en el propio sistema y en el mercado eléctrico en los últimos años (crecimiento de generación distribuida, negociación cuarto-horaria, plataformas de balance europeas, etc.) y con un mayor análisis de las medidas más adecuadas para responder de manera eficiente a la evolución de esos parámetros.

En particular, es fundamental seguir profundizando sobre el impacto en la mejoría de la evolución de la variabilidad de las tensiones de la implantación de la modalidad de seguimiento de consignas del PO 7.4, que, de acuerdo con lo previsto por la resolución que aprobó ese PO 7.4, se pondrá en marcha en los próximos meses. Adicionalmente, para que este impacto pueda ser relevante y medible, es importante que el número de instalaciones que se habiliten en esta modalidad sea lo suficientemente significativa. En particular, es especialmente necesario que el número de instalaciones renovables habilitadas sea relevante ya que éstas pasarían de dar un control basado en factor de potencia a un control dinámico de tensión. A este respecto, cabe señalar que, de acuerdo con los datos aportados por el operador del sistema a la fecha de elaboración de esta resolución, 334 instalaciones habrían solicitado la habilitación para proporcionar el servicio en esta modalidad, habiéndose realizado pruebas para 77 de estas, y habiéndolas superado 35. El ritmo de realización de pruebas se ha incrementado significativamente en estas últimas semanas –apoyado por las ventajas de rampas y prioridad de despacho que conlleva esta modalidad, por el impulso del proceso por parte del operador del sistema y asociaciones renovables y del seguimiento realizado por la CNMC–, si bien, se considera necesario en el contexto actual poder contar cuanto antes con la totalidad de estos recursos.

Por ello, las modificaciones que ahora se aprueban podrán ser ajustadas en los próximos meses, en tanto que, por una parte, se desarrollen otras soluciones de medio plazo que puedan contribuir a la reducción de las variaciones bruscas de tensión, con un menor impacto en los mercados y, por otra, se conozca el resultado de la implantación completa del PO 7.4. Y en cualquier caso, esta resolución será revisada en el plazo máximo de un año desde el día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Con el fin de asegurar un correcto avance de los trabajos que permitan mejorar la estabilidad del sistema, se solicita al operador del sistema que elabore un plan de actuación, en colaboración con los sujetos del mercado, que permita:

- Identificar los parámetros que resulten necesarios para garantizar la correcta operación del sistema en el contexto actual.
- Revisar los procedimientos de operación para tener en consideración la evolución de estos parámetros en los análisis de seguridad. En particular, la incorporación del parámetro de variabilidad de las tensiones en los criterios de seguridad.
- Valorar la introducción de una mayor transparencia que permita conocer la situación de estabilidad de la red, en particular, sobre los casos del estimador de estado y sobre la evolución de la variabilidad y nivel de las tensiones con desglose local.
- Evaluar la posibilidad de mejorar los procesos que esta resolución modifica o las medidas que se establezcan de acuerdo con la evolución de esos parámetros.
- Continuar con los trabajos iniciados por el operador del sistema de valoración de la correcta adecuación del diseño del PO 7.4 al contexto actual de variaciones bruscas de tensión.
- Valorar en el contexto actual tanto de necesidades del sistema como de precios de la electricidad en el mercado mayorista, la adecuación de los incentivos previstos en el PO 7.4 para la modalidad de seguimiento de consignas y el impacto de una posible revisión, en particular, del carácter voluntario de participar en esta modalidad de seguimiento de consignas.
- Realizar de manera coordinada con las actuaciones anteriores las propuestas previstas en el artículo 4 del Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico<sup>(4)</sup>.

<sup>(4)</sup> Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, en vigor desde el 7 de noviembre, establece los siguientes mandatos:

Artículo 4. Mandatos al operador del sistema en relación con la crisis de electricidad del 28 de abril.

1. El operador del sistema presentará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los resultados de un proceso de análisis y revisión, que podrán incluir una propuesta de modificaciones normativas, de los siguientes aspectos de la operación del sistema:

a) En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizará la instalación y correcta configuración de sistemas de estabilización *Power System Stabilizer* o estabilizador del sistema de potencia y *Power Oscillation Damping* o uso de controles para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia (en generación síncrona y asíncrona respectivamente) para reforzar la robustez y amortiguamiento del sistema frente a oscilaciones.

b) En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizará una nueva regulación de respuesta a la velocidad de variación de la tensión, que vaya más allá del establecimiento de valores estáticos de tensión máximos y mínimos.

c) En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizarán los requisitos de inyección de potencia en la red por parte de las instalaciones de producción, incluyendo aspectos como la estabilidad en la inyección de potencia activa.

d) En un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto, se analizará la regulación de los servicios de ajuste y la programación de las restricciones técnicas para incorporar las nuevas situaciones del sistema y soluciones novedosas para su resolución desde una perspectiva de neutralidad tecnológica y de optimización de costes para el conjunto de consumidores.

[...]

El operador del sistema deberá comunicar mensualmente a la CNMC el resultado de los trabajos realizados con los sujetos para avanzar en la elaboración de este plan de actuación y en el seguimiento de su ejecución.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de Derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC,

**III. Resuelve**

Primero.

Aprobar la modificación parcial de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 que se recoge en los anejos de esta resolución.

Segundo.

Solicitar al operador del sistema la elaboración y seguimiento de un plan de actuación en coordinación con los sujetos del mercado que permita mejorar la estabilidad del sistema de acuerdo con lo indicado en el Fundamento de derecho cuarto. El operador del sistema deberá comunicar a la CNMC los avances en este plan de actuación con carácter mensual a contar desde la fecha en la que surta efectos esta resolución, así como iniciar la tramitación de las modificaciones de los procedimientos de operación que resulten oportunos derivados de este plan.

Sin perjuicio de lo anterior, esta resolución será revisada en el plazo máximo de un año desde el día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero.

La modificación de los procedimientos de operación surtirá efectos desde el día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Cuarto.

Dejar sin efecto las versiones previamente aprobadas de los apartados o párrafos de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2 que modifica esta resolución.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA, y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 19 de enero de 2026.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

**ANEXO 1****Modificación parcial del procedimiento de operación del sistema eléctrico 3.1 proceso de programación**

Primero.

Se modifica el primer párrafo del apartado 6 Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) del PO 3.1, que queda redactado del siguiente modo:

«6. Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de las 13:15 horas, o bien antes de transcurridos 15 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación para el día siguiente.

[...»

Segundo.

Se modifica el apartado 6.4 Nominaciones después del mercado diario del PO 3.1, que queda redactado del siguiente modo:

«6.4 Nominaciones después del mercado diario.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 10 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá de los participantes del mercado la nominación de los siguientes programas:

- Programas resultantes del mercado diario en unidades de programación, en caso de no correspondencia única entre la unidad de oferta en el mercado diario y la unidad de programación.
- Contratos bilaterales con entrega física internos que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, incluidos los contratos bilaterales con entrega física entre empresas comercializadoras.
- Modificaciones de contratos bilaterales internos que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las unidades de programación con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

[...]»

Tercero.

Se modifica el apartado 6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España del PO 3.1, que queda redactado del siguiente modo:

«6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de contingencia “DA Fallback Procedures in SWE region for day-ahead market coupling”, establecidos de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica. Tanto los plazos de recepción de los contratos bilaterales internos y las nominaciones de programa, como de la publicación del PDBF serán los establecidos en el anexo I para el caso de celebración de la Subasta Diaria de Respaldo.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

[...]»

Cuarto.

Se modifica el apartado 7.1 Desgloses de programa en unidades físicas del PO 3.1, que queda redactado del siguiente modo:

«7.1 Desgloses de programa en unidades físicas.

Los participantes en el mercado facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Con carácter general, las unidades físicas se encuentran definidas en el anexo II de este procedimiento para cada tipo de unidad de programación. Por razones de seguridad del sistema, en determinados casos el OS podrá definir y comunicar previamente a los participantes del mercado, los criterios y códigos específicos a utilizar para la realización de estos desgloses en unidades físicas equivalentes, conforme a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa:

- En horizonte diario, desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF.
- En horizonte intradiario:
  - Antes de transcurridos 15 minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.
  - Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a 50 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación de la ronda correspondiente.
- En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación correspondiente al suministro de la energía.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de  $\pm 0,1$  MW.

[...»

Quinto.

Se modifica el apartado 7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción hidráulica del PO 3.1, que queda redactado del siguiente modo:

«7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción hidráulica.

Desde la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario hasta 15 minutos tras la publicación del PDBF, los participantes del mercado con unidades de gestión hidráulica o con unidades de programación de

tecnología hidráulica, consideradas relevantes para los análisis de seguridad, deberán facilitar al OS la siguiente información:

- Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.
- Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

Como último recurso únicamente ante situaciones que impidan seguir las limitaciones y/o consignas del OS, los participantes del mercado podrán facilitar al OS en el mismo horario anterior:

- Potencia eléctrica de caudal mínimo hidráulico que debe mantener la unidad física o conjunto de unidades físicas para cumplir con los requerimientos debidamente justificados de caudal mínimo exigidos por su Confederación Hidrográfica u otros estamentos oficiales. El valor de la potencia eléctrica se aportará preferentemente como estimación por unidad física y por periodo de programación, de lo contrario, no estará garantizada su consideración.

Esta información podrá ser actualizada o informada tras la publicación del PDVP si las circunstancias de operación de las unidades se ven modificadas por los estamentos competentes.

Esta información solo será admitida como válida si permite verificar que la potencia eléctrica es igual o inferior al desglose de programa comunicado para la unidad física afectada.

El OS podrá solicitar toda la información adicional de carácter oficial que resulte necesaria para validar las solicitudes recibidas.

Las comunicaciones de caudal mínimo hidráulico y su información asociada podrán ser remitidas a la CNMC a petición de esta Comisión.

[...]]>

Sexto.

Se modifica el último párrafo del apartado 8 Elaboración del programa diario viable provisional (PDVP) del PO 3.1, que queda redactado del siguiente modo:

«8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

[...] El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF. El OS realizará sus mejores esfuerzos para informar al conjunto de los participantes del mercado a la mayor brevedad posible de la imposibilidad de publicar el PDVP antes de las 14:55 h.

[...]]>

Séptimo.

Se modifica la tabla del apartado 1. Horarios de publicación del proceso de programación diario del anexo I del PO 3.1, que queda redactada del siguiente modo:

«1. Horarios de publicación del proceso de programación diario.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas.
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales internos con entrega física.	10:15 horas.
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC). – Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.	10:30 horas.
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas.
Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a: – Contratos bilaterales internos con entrega física. – Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UP). – Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España.	13:00 horas (en todo caso, hasta 10 minutos tras la publicación de los resultados del mercado diario o hasta 20 minutos en caso de celebración de la subasta SDR en la interconexión Francia-España).
Publicación PDBF por el OS.	13:15 horas (en todo caso, hasta 15 minutos tras publicación de los resultados del mercado diario o hasta 25 minutos en caso de celebración de la subasta SDR en la interconexión Francia-España).
Envío de los PM al OS de la información correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencias hidráulicas máxima y mínima. – Caudales mínimos hidráulicos.	Desde la publicación de los resultados del mercado diario hasta 15 minutos tras publicación PDBF.
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 minutos tras publicación PDBF.
Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos	14:45 horas.
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras publicación PDBF).
Puesta a disposición la plataforma Europea de Contratación Continua la información necesaria para iniciar la primera sesión de subasta intradiaria: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales intracomunitarias (NTC). – Los programas comerciales establecidos en las interconexiones intracomunitarias tras el mercado diario.	14:45 horas (en todo caso, hasta las 14:55).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	14:45 horas.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Periodos horarios con requerimientos de capacidad reactiva adicional.	15:30 horas.
Presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional.	16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de capacidad reactiva adicional.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional).
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	17:00 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la asignación de capacidad reactiva adicional).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	17:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Presentación de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria	20:00 horas.
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas.»

## ANEJO 2

**Modificación parcial del procedimiento de operación del sistema eléctrico 3.2 restricciones técnicas**

Primero.

Se modifica el apartado 6.1.3.c) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir del PO 3.2, que queda redactado del siguiente modo:

«6.1.3 Selección y aplicación de los medios de solución.

[...] c) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS aplicará limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF habilitados para participar en la Fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas y/o servicios de balance de activación manual. En el caso de unidades de programación térmicas compuestas por más de una unidad física o híbridas térmicas, el valor de la limitación será igual a la suma de los valores de mínimo técnico de las unidades físicas cuyo valor de desglose comunicado sea igual o superior al mínimo técnico de la instalación.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, teniendo en cuenta su capacidad máxima de potencia activa, el tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío o en caliente o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, según corresponda, así como el coste

asociado a la programación del arranque de cada uno de ellos y el coste para cada hora cuando se requiera la programación de una turbina de gas adicional de un ciclo combinado multieje, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque de un grupo térmico, el tiempo efectivo desde arranque en frío o en caliente hasta mínimo técnico, así como el arranque de una turbina de gas adicional en ciclos combinado multieje, según sea el caso, no podrá ser superior al tiempo de preaviso declarado al OS en la oferta de restricciones técnicas.

En este proceso de arranque de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos períodos de programación con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de períodos de programación en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales. En caso de que como resultado de dicho cálculo haya varios grupos con un mismo coste, se programarán los grupos de menor a mayor coste de programación a mínimo técnico.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción. Para el caso de grupos térmicos híbridos, el valor de la de la potencia máxima disponible del grupo será igual a la diferencia entre la potencia máxima para la operación de la unidad de programación y la suma de los desgloses comunicados por el resto de las unidades físicas no térmicas de la unidad de programación.

Para esta programación del arranque de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará un código de limitación específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Los grupos térmicos adicionales que sean programados para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir deberán asegurar que toda su reserva de potencia disponible la ofrecen en los mercados de balance, en los períodos de programación en los que se les haya generado un redespacho de energía a subir y tengan establecida una limitación por seguridad de programa mínimo.

[...]  
»

Segundo.

Se elimina el epígrafe b) del apartado 6.2.1 Medios para el reequilibrio generación-demanda del PO 3.2.

Tercero.

Se elimina el apartado 6.5 Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento del PO 3.2.

**ANEJO 3****Modificación parcial del procedimiento de operación del sistema eléctrico 7.2 regulación secundaria**

Primero.

Se modifica el apartado 5 Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP del anexo II Programa en tiempo real (PTR) del PO 7.2, que queda redactado del siguiente modo:

«5. Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP.

La energía aFRR reconocida a un proveedor se calcula teniendo en cuenta su PTR. El seguimiento del PTR es obligatorio en todos los períodos de programación, independientemente de la participación del proveedor en el servicio de regulación secundaria.

En los períodos en los que existan ofertas válidas de aFRR, el seguimiento y envío de consignas cada 4 segundos será obligatorio para cumplir el PTR y el requisito de regulación secundaria recibido del OS.

La liquidación de desvíos del BSP se realizará teniendo en cuenta la energía cuartohoraria frente a la integral del PTR rampeado.»