

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ELÉCTRICOS 3.1, 3.2, 3.8, 3.11, 14.1, 14.4 Y 14.8 PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA Y EL ALMACENAMIENTO EN LOS SERVICIOS DE NO FRECUENCIA Y EN LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS E INTEGRACIÓN DE LA HIBRIDACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN EL PROCESO DE PROGRAMACIÓN

(DCOOR/DE/007/22)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

D.^a María Ortiz Aguilar

D.^a María Pilar Canedo Arrillaga

Secretaria del Consejo

D.^a. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a xx de xxxx de 2023

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, resuelve:

TABLA DE CONTENIDO

ANTECEDENTES DE HECHO	3
FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	6
Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos	6
Segundo. Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema	6
Tercero. Consideraciones.....	13
Tercero.1. Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema 13	
Tercero.2. Sobre la adecuación de las ofertas de restricciones técnicas para los grupos térmicos.....	13
Tercero.3. Sobre la participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas	14
Tercero.4. Sobre la integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación	16
Tercero.5. Cambios introducidos por la CNMC en los procedimientos.....	17
Tercero.6. Sobre el resultado del trámite de audiencia e información pública.....	19
RESUELVE	19
ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	22

ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado 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.

La Circular 3/2019, en sus artículos 19, 21 y 22 sentó las bases para la regulación de los servicios de balance y de no frecuencia para la operación del sistema incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Segundo. El día 8 de septiembre de 2022 se aprobaron mediante Resolución de la CNMC las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español (en adelante, Condiciones SNF) con el fin de dotar de una estructura regulatoria adecuada y coherente, semejante a la establecida para los servicios de balance, a los servicios de no frecuencia y la resolución de restricciones técnicas.

En particular, en el artículo 14, se dispone que todas las instalaciones o conjunto de instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda asociadas a una localización eléctrica específica y de almacenamiento del sistema eléctrico peninsular español, deberán participar en el proceso de solución de restricciones técnicas, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico, de acuerdo con el Artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943, del parlamento europeo y del consejo, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

Asimismo, en el capítulo quinto, artículo 19, apartado tercero, se establece que la participación de la demanda, el almacenamiento y las instalaciones de carácter híbrido en los servicios de no frecuencia, y en el proceso de solución de restricciones técnicas, requiere una adaptación previa de los procedimientos de

operación que desarrollan estos servicios. Para ello, se determina que el operador del sistema deberá someter a consulta pública las propuestas de adaptación de los procedimientos de operación antes de transcurridos seis meses desde la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de estas Condiciones, así como remitir la propuesta para aprobación antes de transcurridos doce meses desde la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de estas Condiciones.

Tercero. El Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, que modifica el artículo 33 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, añade el párrafo doce donde regula que los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable, o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento, podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación. Asimismo, dispone que se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso a instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías mientras al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento.

Por otro lado, el Real Decreto 1183/2020, de 29 de septiembre de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, desarrolla la normativa necesaria para el acceso y conexión de la hibridación de tecnologías en sus artículos 27 y 28.

Cuarto. Al objeto de dar cumplimiento al requerimiento de la Resolución de 8 de septiembre de 2022 de la CNMC antes citada, y de conformidad con la normativa en materia de hibridación, con fecha 15 de diciembre de 2022, tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de modificación de los siguientes Procedimientos de Operación:

- *P.O. 3.1 Proceso de programación.*
- *P.O. 3.2 Restricciones técnicas.*
- *P.O. 3.7 Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.*
- *P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.*
- *P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.*

- *P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.*

Esta propuesta amplía el alcance del mandato del artículo 19 de la Resolución del 8 de septiembre de 2022 de la CNMC ya que extrapola la integración de la hibridación a todos los servicios de ajuste y balance del sistema. Adicionalmente, la propuesta incorpora los cambios necesarios para adaptar las ofertas a restricciones de los grupos térmicos, de tal forma que se simplifique y se flexibilice su participación en la solución de restricciones técnicas.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 26 de octubre y el 25 de noviembre de 2022, así como presentada y debatida en dos seminarios web organizados por dicho operador los días 11 y 17 de noviembre de 2022. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Quinto. Mediante Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se modificaron los procedimientos de operación eléctricos 3.8 *Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema* y 9.2 *Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema*. A petición de los sujetos en el trámite de audiencia, el P.O.9.2 aprobado en marzo incorporaba los cambios necesarios para su adaptación a las Condiciones SNF y la hibridación.

Sexto. Con fecha 21 de julio de 2023, 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, 3.8, 3.11, 14.1, 14.4 y 14.8 para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación”*. 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 hasta el 20 de septiembre de 2023.

Séptimo. Con fecha 21 de julio de 2023, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la CNMC determinará qué servicios del sistema se consideran de no frecuencia y de balance, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a esta la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo a la gestión de la operación del sistema eléctrico.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente modificar los procedimientos de operación del sistema, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar dichos procedimientos de operación a la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y la solución de restricciones técnicas, así como permitir la integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación e introducir mejoras adicionales en otros aspectos relacionados con la solución de restricciones técnicas, la configuración de las unidades de programación, y los precios de desvíos a favor del sistema, entre otros.

Segundo. Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema

La presente resolución modifica los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- *P.O. 3.1 Proceso de programación.*
- *P.O. 3.2 Restricciones técnicas.*

- *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.*
- *P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.*
- *P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.*

La propuesta remitida por el operador del sistema en diciembre de 2022 incluía además otros dos procedimientos:

- *P.O. 3.7 Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.*

Sin embargo, en relación con el P.O.3.7¹, el operador del sistema se puso en contacto con la CNMC para advertir que su inclusión en el paquete de procedimientos había sido un error. Esta Comisión coincide con dicho operador en que la naturaleza de este procedimiento no encaja en el ámbito competencial de la CNMC, ya que se trata de un proceso al margen de los servicios de ajuste del sistema relacionado con la garantía de suministro, por tanto, fuera de la cobertura de la Circular 3/2019.

En cuanto al P.O.9.2, los cambios de redacción que se proponían eran, a grandes rasgos, precisiones y mejoras de redacción. Al tiempo de recibir esta propuesta, dicho procedimiento estaba ya involucrado en otro proceso de revisión, junto al P.O.3.8, el cual se resolvió mediante Resolución de la CNMC de 16 de marzo de 2023². A petición de los sujetos en el trámite de audiencia de dicha resolución, el P.O.9.2 aprobado en marzo incorporó los cambios

¹ Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía no resolubles mediante mecanismos de mercado

² Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema y 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema

necesarios para su adaptación a las Condiciones SNF y la hibridación, que o bien eran cambios menores, o bien eran incuestionables bajo las Condiciones SNF y, en todo caso, ya habían sido sometidos a consulta pública por el operador del sistema. El interés de los sujetos era que la revisión del P.O.9.2 aportara un texto completo y definitivo, dado que este sirve de base para la adaptación de las nuevas instalaciones a los requisitos de calidad de la telemida y, dada la actual aceleración del ciclo inversor, urgía tener una foto completa con la mayor celeridad posible. No se procedió del mismo modo con el P.O.3.8 porque los cambios propuestos tienen mayor trascendencia.

Se indican a continuación los principales cambios introducidos por la propuesta del operador del sistema en cada uno de los procedimientos que aprueba esta resolución.

El **P.O. 3.1 *Proceso de programación*** tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema. Se introducen los siguientes cambios:

- Se incluyen los nuevos tipos de producción necesarios asociados a las distintas combinaciones de hibridación que afectan a la configuración actual de las unidades físicas y unidades de programación.
- Se establecen los recursos de información a los que puede tener acceso el operador del sistema (P.O.9.2 y otras herramientas) sobre instalaciones de almacenamiento (híbridas o no), equiparándolas a las condiciones actuales del bombeo.
- Se revisa el apartado 2 del Anexo II para contemplar instalaciones híbridas y tratamiento diferenciado para instalaciones mayores de 100 MW.
- Se incluye un texto específico que contempla que las instalaciones que formen parte de una UGH y cuya potencia sea menor o igual a 1 MW podrán formar una unidad física con el resto de las instalaciones menores o iguales a 1 MW con la misma ubicación eléctrica (aunque tengan diferentes códigos RAIPEE).
- Se incluyen mejoras de redacción que no modifican el sentido de la norma.

El **P.O. 3.2 Restricciones técnicas** tiene por objeto establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real. De los cambios introducidos en este procedimiento destacan los siguientes:

- Se incorporan los cambios necesarios para permitir la participación de la demanda, del almacenamiento y de las instalaciones de carácter híbrido en restricciones técnicas.
- Se adecuan las definiciones de capacidad máxima de potencia activa a efectos de solución de restricciones técnicas para tener en cuenta la situación de instalaciones en accesos híbridos y la limitación de la capacidad de acceso, y la de instalaciones y grupos térmicos dando cabida a la casuística de la hibridación.
- Se adecua la obligatoriedad de presentar ofertas de venta de energía para tener en consideración las unidades de programación híbridas.
- Se especifica dentro del orden de prioridad de despacho por tipo de producción que las instalaciones híbridas contarán con la prioridad de la tecnología más desfavorable.
- Se modifican las ofertas de restricciones técnicas, eliminado el concepto de oferta compleja para grupos térmicos. En su lugar, para grupos térmicos, se incorporan los términos de coste de arranque en frío y coste de arranque en caliente. Adicionalmente, en el caso de ciclos combinados multitejes se añade la posibilidad de incorporar un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional.
- Se incluye de forma específica la relación de equivalencia entre la aplicación de restricciones técnicas a unidades de producción mediante limitaciones de programa y el envío de consignas a la generación renovable, de cogeneración y residuos con obligación de adscripción a centros de control.

El **P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema** tiene por objeto establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo de energía eléctrica conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por

el Operador del Sistema, así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación. Los cambios más relevantes que se introducen en este procedimiento son los siguientes:

- Se modifican diversos apartados, como el ámbito de aplicación, para incluir a las instalaciones de almacenamiento, las instalaciones híbridas y las instalaciones de demanda, al objeto de aclarar qué requisitos les resultan de aplicación y que puedan participar en los servicios y procesos gestionados por el operador del sistema.
- Se incluye la modificación del término de capacidad de acuerdo con la modificación realizada en el P.O. 3.2 consultado en esta misma propuesta.
- Se especifica que las condiciones que determinan la obligatoriedad de la realización de las pruebas de control de producción se aplicarán sobre el conjunto de módulos RCR de las hibridaciones, independientemente del tipo de tecnologías del resto de módulos.
- En las pruebas para la participación en los servicios de regulación secundaria y en regulación terciaria y reservas de sustitución se proponen cambios en línea con la adaptación normativa para evitar que quede obsoleta. Se simplifica además la definición de potencia mínima en pruebas, indicando que el valor será el declarado previa realización de pruebas y que deberá ser coherente con el mínimo técnico de la instalación, en caso de existir. También se simplifican las condiciones de realización de pruebas, aclarando si pueden realizarse de manera conjunta o individual y se indica que las unidades físicas que formen parte de la misma hibridación deberán realizar las pruebas de manera conjunta. Por último, se especifica que la hibridación de las instalaciones que ya han superado pruebas para participar en el servicio será considerada a la hora de determinar la necesidad de que repitan pruebas, bien por modificaciones sustanciales de los requisitos técnicos o de los equipos o por ampliaciones de la potencia habilitada.
- Se prevé que las hibridaciones deban realizar pruebas para la validación de mínimo técnico, en caso de requerir su modificación.
- Se especifica la aplicación a las instalaciones híbridas de los mismos requisitos que a las instalaciones de producción durante el período de pruebas preoperacionales.

El **P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo** tiene por objeto establecer los criterios generales y especificaciones del sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción, instalaciones de bombeo, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de demanda conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular a través de los enlaces establecidos entre el centro de control del Operador del Sistema y los centros de control de generación y demanda por medio de los cuales estas instalaciones intercambian información en tiempo real con el OS. Se introducen los siguientes cambios:

- Se modifica el ámbito de aplicación para incluir a las instalaciones de almacenamiento, las instalaciones híbridas y las instalaciones de demanda que voluntariamente se habiliten en el sistema de reducción automática de potencia. En consecuencia y para evitar incoherencias, se suprime la definición de “Instalación” del apartado de definiciones.
- Se indica que la habilitación en el sistema se realiza a través del centro de control de generación y demanda de la instalación quién, en representación del titular o representante de la instalación, realiza la solicitud de alta/baja.
- Se ha definido un nuevo incumplimiento por el que si una instalación incumple con las condiciones durante más del 5% del tiempo de un año móvil podrá ser dada de baja por el operador del sistema.

El **P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema** tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Este procedimiento se modifica con el fin de establecer las referencias correspondientes a almacenamiento e hibridación. Asimismo, dispone que el responsable del balance (BRP) de todas las unidades de programación de la hibridación debe ser el mismo, al tratarse de una misma conexión.

El **P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema** tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Las principales modificaciones incluidas en este procedimiento son las siguientes:

- Se modifica con objeto de incorporar los cambios necesarios para incluir los derechos de cobro y obligaciones de pago de la participación de la demanda, consumo de bombeo y el almacenamiento en restricciones del PDBF, así como, la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas en tiempo real.
- Se adaptan los derechos de cobro de grupos térmicos a la existencia de única oferta simple con términos específicos. Asimismo, se establece un reparto del coste de los arranques uniformemente entre las horas del día sin que dependa de la energía de restricciones programadas en cada hora.
- Se incluye la obligación del pago por incumplimiento de la energía programada a bajar por restricciones al PDBF y en tiempo real.
- Se especifica que el coste de las restricciones se realizará sobre la demanda que no ha participado en su resolución.
- Se modifica el precio de referencia en el cálculo del coste de restricciones técnicas en tiempo real, hasta ahora el precio marginal del mercado diario y en el futuro el precio del desvío según haya actuado la energía de restricciones; siendo en ambos casos, el precio del desvío contrario, tanto si las restricciones técnicas en tiempo real van a favor como en contra de las necesidades del sistema.
- Se corrige la definición del parámetro $EMMA_{brp,mes}$ en el Anexo II (bis) en coherencia con la definición de este parámetro en el procedimiento de operación 14.3.

El P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo tiene por objeto establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación de las liquidaciones de las instalaciones de producción al Sujeto de Liquidación que corresponda en cada momento ante el Operador del Sistema. Este procedimiento se modifica con el fin de incluir las referencias necesarias a la hibridación. En particular, se incluye que en el caso de que la nueva instalación sea parte de una instalación hibridada en la que la otra parte ya está de alta, la nueva instalación se asignará al sujeto de liquidación de la parte ya activa. Asimismo, se incluyen las referencias necesarias a la participación del almacenamiento y se corrige una errata en el punto 6.4.

Tercero. Consideraciones

Tercero.1. Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema

La revisión de los procedimientos de operación resulta necesaria para adaptar los procesos y servicios de la operación del sistema a las Condiciones SNF aprobadas por la CNMC mediante Resolución de 8 de septiembre de 2022; en particular, para permitir la participación de la demanda, el almacenamiento y las instalaciones de carácter híbrido en los servicios de no frecuencia y en el proceso de solución de restricciones técnicas. En este sentido, el paquete de procedimientos propuesto por el operador del sistema cumple, sin perjuicio de los comentarios particulares que se formulan más adelante, el mandato del apartado 3 del Artículo 19 de dichas Condiciones SNF. Adicionalmente, la revisión incorpora mejoras en las ofertas de los grupos térmicos al proceso de restricciones técnicas y completa la integración de la hibridación en todo el proceso de programación, lo que se considera oportuno.

El paquete de procedimientos de operación ha sido analizado por el operador del sistema y los sujetos interesados, tanto a través del proceso de consulta pública del operador del sistema como en seminario público, en los que dicho operador ha presentado su propuesta a los sujetos, ha aclarado sus dudas y ha dado respuesta a sus comentarios.

Teniendo en cuenta además que los cambios que se introducen tienen un elevado componente operativo, esta Comisión consideró oportuno respetar la redacción del texto presentado por el operador del sistema y no introducir modificaciones relevantes en los cambios propuestos por dicho operador con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC salvo en los aspectos que se detallan más adelante.

Tercero.2. Sobre la adecuación de las ofertas de restricciones técnicas para los grupos térmicos

El P.O.3.2 establece en su apartado 4.5 las características de las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas, donde se especifica que los grupos térmicos podrán hacer una oferta simple incorporando unos términos específicos en relación con el arranque de alguno de sus componentes, es decir, coste de arranque en frío, coste de arranque en caliente y coste de arranque de una turbina de gas adicional.

Este enfoque modifica la estructura hasta ahora vigente de oferta compleja, que deja de existir, y que podía ser aplicada por los grupos térmicos para tener en

cuenta en las ofertas de restricciones técnicas los costes de arranque de sus distintos grupos, así como ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora o ingresos por unidad de energía producida. Las ofertas complejas sólo se tenían en cuenta en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenía un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenía programa de energía únicamente en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Según explica REE, existen dos razones por las que la oferta compleja no cumplía sus funciones correctamente. La primera es que la oferta compleja permite un único precio para todos los periodos de programación del horizonte diario, por lo que los participantes de mercado de grupos térmicos no tienen la flexibilidad de trasladar, por periodo de programación, los costes en los que incurren. La segunda es en relación con la distinta aplicación de la oferta según el horizonte en que se programe la energía, es decir, se pueden dar situaciones en las que un grupo térmico sale programado las mismas horas del día, ya sea en PDBF o mercados posteriores, y se le retribuye distinto, a pesar de tener que arrancar el grupo térmico en ambos casos, por resultar de aplicación o no la oferta compleja.

A este respecto, esta Comisión considera que el esquema planteado mediante una oferta simple más términos específicos para los grupos térmicos simplifica la complejidad de la presentación de ofertas y permite a los grupos térmicos reflejar de manera más coherente los costes de los arranques.

Tercero.3. Sobre la participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas

La modificación de los procedimientos de operación propuesta por el operador del sistema permitirá a la demanda y al almacenamiento participar en la solución de restricciones técnicas.

Se considera adecuado que la participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas se conciba con unas condiciones lo más parejas posible a las aplicables a la generación, aunque teniendo en cuenta las limitaciones de cada tecnología. Por ejemplo, la oferta es obligatoria en lo relativo a la reducción del programa previo, teniendo obligación los participantes de presentar ofertas a subir y a bajar, según corresponda, en restricciones. No obstante, la oferta se determina de acuerdo con sus mejores previsiones de consumo para la demanda o de acuerdo con su recurso almacenado para el almacenamiento. Es decir, en

el caso de la demanda, podrá ofertar energía nula, ya que debido a su naturaleza se justifica que no siempre sea posible reducir el consumo o dejar de consumir.

Se considera justificado que en la fase II sólo participen las unidades de programación de demanda y almacenamiento, como sucede con las de generación, que hayan superado las pruebas de habilitación para la participación de los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución. Se garantiza así que el recuadre va a ser factible. Asimismo, se considera coherente que, para la resolución de restricciones técnicas, debido a su carácter local, tanto las unidades de programación de demanda como de almacenamiento estén formadas por unidades físicas con localización eléctrica específica.

Demás de su funcionamiento como generadores, se considera igualmente adecuado que las instalaciones de almacenamiento puedan participar como unidades de adquisición de energía en la solución de restricciones técnicas incrementando su programa, de tal forma que tengan una participación análoga al resto de tecnologías de generación y demanda y, en particular, en coherencia con la participación actual de las instalaciones de bombeo.

Por último, se considera justificado que las instalaciones de almacenamiento y de demanda que hayan sido redespachadas en la solución de restricciones técnicas queden exceptuadas del pago de los costes originados por la propia solución de restricciones técnicas. En primer lugar, se explica por su aportación a que el sistema mantenga su equilibrio y correcto funcionamiento, por lo que no tendría sentido cargar a la demanda que contribuye con el sobrecoste de restricciones técnicas. Además, esta medida fomentará la participación de la demanda y contribuirá a abaratar el servicio.

Con respecto al nivel de participación de la demanda en restricciones técnicas tras el mercado diario, la propuesta contempla que la anulación de programa del mercado diario de la demanda no tenga retribución. Este esquema es simétrico al que se aplica a la generación con el fin de evitar comportamientos estratégicos. Este hecho puede provocar que la participación en las restricciones técnicas de la demanda en restricciones a bajar (aumentar demanda) tras el mercado diario - que sería la opción retribuida- resulte menos económica para el sistema que anular el programa de la generación, por lo que, en aplicación del orden de mérito, se aplicaría una reducción a la generación, con el correspondiente vertido renovable, antes que un incremento de demanda.

Cualquier otra alternativa que permitiera maximizar la integración de renovables haciendo uso del proceso de resolución de restricciones tras el mercado diario

supondría un incremento del sobrecoste de este proceso en el precio final de la energía que soporta la demanda. Esta Comisión ha valorado diversas opciones, como, por ejemplo, una transferencia económica de la generación que evita el vertido a la demanda que incrementa su consumo. Sin embargo, dicha opción tampoco está exenta de inconvenientes, ya que solo sería efectiva si el precio del mercado fuera atractivo, lo que no es habitual en situaciones de exceso de generación renovable.

A este respecto, también cabe plantear que la solución a los vertidos deba llegar por otra vía distinta del proceso de restricciones: desarrollo del almacenamiento híbrido con generación renovable, acuerdos bilaterales de servicios de flexibilidad generación-demanda, productos focalizados tipo “peak shaving”, desplazamiento del consumo a los periodos de mayor posibilidad de vertidos, desarrollo de la demanda flexible prevista en la propuesta de Circular de acceso y conexión de la demanda de esta Comisión, etc. Por tanto, no se ha introducido ninguna modificación a la propuesta recibida del operador del sistema, sin perjuicio de que se incorpora un mandato a dicho operador para analizar determinados aspectos del proceso de restricciones:

- Análisis coste beneficio de resolver un incremento de reserva de balance mediante restricciones técnicas en tiempo real, frente a la creación de un servicio propio de provisión de reserva de potencia (mFRR y/o RR).
- Valoración de la coherencia del actual reparto del coste de resolución de restricciones técnicas a la demanda con el principio de que el coste del servicio sea soportado por el sujeto que ocasiona la necesidad.
- Análisis de la posibilidad de comprobar el cumplimiento de los servicios de ajuste por parte de la demanda contemplando el impacto de la estimación de los coeficientes de ajuste horario K_{est} de las pérdidas.

Tercero.4. Sobre la integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación

Esta Comisión considera adecuado el concepto de hibridación en el que al menos un módulo de generación es renovable o cuenta con almacenamiento de acuerdo con el Artículo 33.13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el cual especifica que se ha de establecer la regulación necesaria para posibilitar la hibridación de tecnologías siempre que utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. Por ello, se considera que los distintos tipos de hibridación introducidos (*híbrida renovable*, *híbrida renovable + térmica no renovable*, *híbrida renovable + almacenamiento*, *híbrida térmica no renovable + almacenamiento* e *híbrida renovable + almacenamiento + térmica no renovable*) son justificados y pueden abarcar las distintas tipologías

de hibridación permitidas por la Ley 24/2013, sin perjuicio del comentario particular para las instalaciones mayores de 100 MW que se formula a continuación.

En relación con los grupos mayores de 100 MW, se considera adecuado, por la relevancia en la seguridad del sistema eléctrico y de supervisión del comportamiento de los sujetos, que las unidades de programación con grupos térmicos mayores de 100 MW mantengan su tratamiento actual individualizado, extrapolando este tratamiento a las instalaciones renovables hibridadas con generación convencional con potencia instalada mayor o igual a 100 MW. Sin embargo, aunque su tratamiento sea en unidades de programación individualizadas, la propuesta del operador del sistema permite que en la participación de estas instalaciones en los mercados no se pueda diferenciar a las distintas tecnologías que forman parte de la hibridación. A este respecto, se considera que, aunque estas agrupaciones pueden facilitar la operativa del despacho de las instalaciones, también pueden favorecer una pérdida de la transparencia de las ofertas en los mercados y, por tanto, una pérdida de la capacidad de supervisión por parte del regulador. Por ello, si bien no se ha realizado ninguna modificación en la propuesta del operador del sistema, se pone este hecho de manifiesto por considerar importante que los sujetos puedan valorar este aspecto de la propuesta en el trámite de audiencia y tengan así la oportunidad de exponer su posición respecto a la conveniencia de introducir una mayor desagregación en el procedimiento de operación.

Por otro lado, con el fin de agilizar el proceso de adaptación de los sistemas, se considera justificado mantener en un primer momento el esquema actual de unidades de programación de venta y compra que se viene aplicando a los grupos hidráulicos de bombeo, y que la propuesta extiende a las hibridaciones con almacenamiento. El esquema actual supone que las instalaciones deberán realizar la compra y la venta de energía mediante dos unidades de programación diferentes (una de compra y otra de venta). Ante la posibilidad de que este esquema pudiera complicar la participación en los mercados a estas instalaciones, se incorpora la valoración de su evolución como un mandato al operador del sistema.

Tercero.5. Cambios introducidos por la CNMC a la propuesta del operador del sistema

Se introduce una mejora de redacción en el apartado 2.1.b) del Anexo II del P.O.3.1, sobre unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica (UGH). Consiste en una aclaración en relación con la modificación de la configuración de una UGH, puesto que solo será posible tras

la aprobación y publicación por la CNMC de la lista de Unidades de Gestión Hidráulica a la que hace referencia el Resuelve Tercero de la Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español. Esta Comisión no puede autorizar modificaciones de una UGH que no haya sido debidamente constituida de acuerdo con el proceso previsto en la citada Resolución.

A petición del operador del sistema, se ha eliminado la referencia a que una instalación de almacenamiento debe contar con conexión diferenciada en corriente alterna en la definición de Instalación híbrida que se introduce en el punto 1 “Conceptos generales” del Anexo II del P.O.3.1 ya que se considera necesario distinguir como instalación híbrida a cualquier combinación de generación y almacenamiento (independientemente de su modo de conexión). Es necesario identificar todas aquellas entregas de energía que provengan de instalaciones híbridas con almacenamiento para de esta forma poder evaluar las mismas con respecto a la previsión realizada, poder evaluar la provisión de reserva de forma correcta y poder evaluar de forma correcta las posibles entregas de energía renovable que ha sido almacenada y después entregada, como pueden ser los casos de energía fotovoltaica híbrida con batería que pueden verter energía por la noche y deben ser identificados por seguridad del sistema.

Se han introducido cambios de redacción en el P.O.3.2, al objeto de alinear correctamente el texto de dicho procedimiento con la propuesta de P.O.14.4, en relación con los incumplimientos de energía a bajar de las unidades de venta. En concreto, se añade un segundo párrafo en el apartado 8.1.2 y se modifica la redacción del último párrafo del Anexo I.

Se propone eliminar del apartado 6.1.3.b) del P.O.3.2, relativo a la solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF, la diferenciación en el orden de prioridad de despacho entre las unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables y no gestionables. De este modo, la redacción de dicho procedimiento se alinea con lo previsto en el Proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía³. Dicho Proyecto de Real Decreto dispone la modificación del apartado 3 del Anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula

³ <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=595>

la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, en el mismo sentido ahora propuesto para el P.O.3.2.

La CNMC considera que esta modificación resultará beneficiosa, ya que la prioridad actual para las instalaciones renovables no gestionables supone un desincentivo al desarrollo de la hibridación con almacenamiento, lo que implica a su vez una barrera para el proceso de transición energética. El cambio de redacción se incorpora en el texto que se somete a trámite de audiencia a los efectos de permitir a los sujetos formular comentarios; no obstante, se advierte que la aplicación podría quedar condicionada a la materialización de la enmienda del Real Decreto 413/2014.

Se incorpora en el apartado 4.5 del P.O.3.2 la posibilidad de que la CNMC establezca una metodología para el establecimiento de precios máximos/mínimos de oferta en determinadas zonas en las que se constate la existencia de restricciones estructurales, es decir, prolongadas en el tiempo, aunque tengan una causa temporal, junto con un bajo nivel de competencia en los medios disponibles para su resolución. Dichos límites serían confidenciales y, en todo caso, temporales, con análisis periódico de su impacto sobre el mercado de restricciones y/o la seguridad del suministro.

Se introduce una aclaración en el primer párrafo del apartado 12.1 del P.O.14.4, mediante la cual se especifica que, a los efectos de determinar el desvío de un BRP, el cálculo de su medida en barras de central incluye los excedentes de los autoconsumidores que tiene asignados dicho BRP.

Por último, se corrige una errata en el primer párrafo del apartado 19.10 del P.O.14.4, cambiando la referencia a medida inferior por superior.

Tercero.6. Sobre el resultado del trámite de audiencia e información pública

[Pendiente de elaborar tras consulta pública de la CNMC con las conclusiones de ésta.]

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

RESUELVE

Primero. Aprobar los procedimientos de operación *P.O. 3.1 Proceso de programación, P.O. 3.2 Restricciones técnicas, P.O. 3.8 Pruebas para la*

participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo, P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo que se incluyen en el Anexo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día siguiente al de la publicación de esta resolución en el Boletín Oficial del Estado, con las siguientes excepciones:

- Según lo previsto en la Resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021, el Anexo II (bis) del P.O. 14.4 surtirá efectos, sustituyendo al Anexo II, con la entrada en vigor de la correspondiente adaptación del P.O.10.5.
- La aplicación del P.O. 3.8 se regirá por lo previsto en el resuelve segundo de la Resolución de la CNMC de 16 de marzo de 2023, por la que se modifica, entre otros, ese procedimiento de operación.

Segundo. Dejar sin efectos en esas mismas fechas los correspondientes P.O.3.1, P.O.3.2 y P.O.14.4 aprobados por Resolución de 17 de marzo de 2022, así como la modificación del P.O.14.4 por Resolución de 23 de febrero de 2023; el P.O.3.8 aprobado por Resolución de 16 de marzo de 2023; el P.O.3.11 aprobado por Resolución de 13 de enero de 2022; y el P.O.14.1 aprobado por Resolución de 30 de noviembre de 2021.

Tercero. Requerir al operador del sistema que elabore y remita a la CNMC los siguientes análisis y valoraciones, en el plazo de seis meses tras la aprobación de esta resolución:

- Análisis coste beneficio de resolver un incremento de reserva de balance mediante restricciones técnicas en tiempo real, frente a la creación de un servicio propio de provisión de reserva de potencia (mFRR y/o RR). Se tendrá en cuenta que en un mercado de provisión de reserva es más probable la adjudicación a una unidad de demanda o almacenamiento que con el modelo actual: creación de reserva por restricciones técnicas y oferta obligatoria en regulación terciaria.
- Valoración de la coherencia del actual reparto del coste de la resolución de restricciones técnicas a la demanda con el principio de que el coste del servicio sea soportado por el sujeto que ocasiona la necesidad. Se analizará la evolución del coste del servicio, el perfil horario de dicho coste y los sujetos sobre los que debería recaer, ya que, entre otros aspectos,

a medida que la demanda vaya participando en el servicio o simplemente desplazándose a otros periodos horarios, el coste se encarecerá para el resto de demanda y, al mismo tiempo, con la configuración actual, no se está repercutiendo su coste sobre la generación inflexible.

- Análisis de la posibilidad de comprobar el cumplimiento de los servicios de ajuste por parte de la demanda contemplando el impacto de la estimación de los coeficientes de ajuste horario K_{est} de las pérdidas.
- Valorar la conveniencia de distinguir unidades de venta y compra para la programación del almacenamiento, considerando su impacto negativo como barrera para el desarrollo de la tecnología, así como el coste y plazo que requeriría modificar este aspecto en los sistemas.

La presente resolución 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.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, S.A.

ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

- *P.O. 3.1 Proceso de programación.*
- *P.O. 3.2 Restricciones técnicas.*
- *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.*
- *P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.*
- *P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.*
-

Nota: los P.O. se adjuntan en control de cambios respecto a la última versión aprobada por la CNMC.