



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA 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**

6 de marzo de 2024

DCOOR/DE/007/22

Índice

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES	4
3. ANÁLISIS JURÍDICO Y COMPETENCIAL	6
4. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA ..	7
5. CONSIDERACIONES PREVIAS Y CAMBIOS INTRODUCIDOS POR LA CNMC	13
5.1 Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema	13
5.2 Cambios introducidos por la CNMC con antelación al trámite de audiencia e información pública.....	13
6. VALORACIÓN TRAS EL TRÁMITE DE AUDIENCIA E INFORMACIÓN PÚBLICA	15
6.1 Adecuación de las ofertas de restricciones técnicas para los grupos térmicos	15
6.1.1 Tratamiento de los arranques y paradas de grupos térmicos.....	17
6.1.2 Supuestos de pérdida de retribución del arranque	19
6.2 Participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas.....	19
6.2.1 Obligatoriedad de oferta	20
6.2.2 Requisitos para proveer restricciones.....	20
6.2.3 Consideraciones a la competitividad demanda-generación.....	21
6.2.4 Exención del coste de restricciones.....	23
6.2.5 Obligación de pago adicional para los almacenamientos	23
6.2.6 Mandatos al operador del sistema.....	24
6.2.7 Necesidad de telemida	24
6.2.8 Instalaciones de demanda con almacenamiento bidireccional	25
6.3 Integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación.....	25
6.3.1 Diseño de las unidades de programación y de oferta.....	26
6.3.2 Tratamiento de las instalaciones mayores de 100 MW	29
6.3.3 Configuración de las unidades de programación.....	29
6.3.4 Desglose por unidad física	31
6.3.5 Aclaraciones de detalle solicitadas por los sujetos	32
6.4 Tratamiento de la prioridad de despacho	34
6.4.1 Impacto de la hibridación y el almacenamiento en la prioridad de despacho.....	35
6.5 Establecimiento de precios máximos/mínimos de oferta (P.O.3.2)	37
6.6 Otros aspectos surgidos en el trámite de audiencia.....	37

6.6.1	Observabilidad de los gestores de redes de distribución.....	37
6.6.2	Inicio de aplicación	38
6.6.3	Unidades de programación UGH.....	38
6.6.4	Uso de precios negativos en las ofertas de restricciones	39
6.6.5	Pruebas de habilitación (P.O.3.8).....	39
7.	MEJORAS DE REDACCIÓN Y CORRECCIÓN DE ERRATAS	41
8.	ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA RESOLUCIÓN	42

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA 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

1. OBJETO

El objeto de la resolución es aprobar la modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico para su adaptación a las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación en el sistema eléctrico peninsular español (en adelante, Condiciones SNF o CSNF) aprobadas por Resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022.

El objeto de dichas Condiciones SNF es establecer un nuevo marco regulatorio para los servicios, distintos de los de balance, que resultan necesarios para la gestión de la operación del sistema y quedan bajo el ámbito 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.

La revisión de este marco regulatorio viene motivada por la necesidad de adaptar la normativa española a lo establecido en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE y el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

Dichas Condiciones fueron solicitadas por la CNMC a Red Eléctrica de España (REE), en su calidad de operador del sistema, mediante oficio de fecha 24 de junio de 2020, con el propósito de proporcionar a todos los servicios del sistema cuyo desarrollo es competencia de la CNMC una estructura regulatoria equivalente a la ya aprobada para los servicios de balance en aplicación del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. Esto es: unas Condiciones que regulen las disposiciones nacionales de alto nivel de los servicios, cuyo detalle se desarrolla en los procedimientos de operación del sistema.

2. ANTECEDENTES

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.

Por otra parte, el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, modificó el artículo 33 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, añadiendo 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. También dispone que se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías, siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento.

Por último, 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.

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, entre otros, de los siguientes 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.*

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.

3. ANÁLISIS JURÍDICO Y COMPETENCIAL

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.

4. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA

La 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 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 telemedida 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

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*

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 una 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.

5. CONSIDERACIONES PREVIAS Y CAMBIOS INTRODUCIDOS POR LA CNMC

5.1 *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.

5.2 *Cambios introducidos por la CNMC con antelación al trámite de audiencia e información pública*

Se introdujo 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 eliminó 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, tanto para la operación del sistema (evaluación de previsiones, provisión de reserva, etc.) como para la supervisión de las actuaciones en mercado (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).

Se introdujeron 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 añadió un segundo párrafo en el apartado 8.1.2 y se modifica la redacción del último párrafo del Anexo I.

Se propuso 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 alineaba 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 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 incorporó en el texto que se sometió a trámite de audiencia a los efectos de permitir a los sujetos formular comentarios; no obstante, se advertía que la aplicación podría quedar condicionada a la materialización de la enmienda del Real Decreto 413/2014.

Por otra parte, se incorporó en el apartado 4.5 del P.O.3.2 la posibilidad de que la CNMC estableciera una metodología para el establecimiento de precios

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

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 introdujo una aclaración en el primer párrafo del apartado 12.1 del P.O.14.4, mediante la cual se especificaba 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 corrigió una errata en el primer párrafo del apartado 19.10 del P.O.14.4, cambiando la referencia a medida inferior por superior.

6. VALORACIÓN TRAS EL TRÁMITE DE AUDIENCIA E INFORMACIÓN PÚBLICA

Durante el trámite de audiencia e información pública de la CNMC se han recibido comentarios de veinticuatro sujetos, todos ellos empresas o asociaciones de sujetos que operan en el mercado eléctrico, incluido el operador del sistema.

En este apartado, se da respuesta a los comentarios más relevantes recibidos. No se da respuesta a aquellos comentarios que quedan fuera del ámbito de esta resolución, relativos por ejemplo a las condiciones del servicio de respuesta activa de la demanda, el papel de los gestores de redes de distribución como operadores de mercados locales, el impacto de los peajes en la respuesta de la demanda, las condiciones aplicables a los cambios internos de programa, la conveniencia de retribuir el sistema de reducción automática de potencia (SRAP) o la identificación pública de las instalaciones que proveen dicho servicio, que tendrán que abordarse en el ámbito correspondiente para que puedan ser valorados adecuadamente por todos los interesados. Tampoco se da respuesta a las peticiones que no han sido justificadas, por no poder esta Comisión valorar su beneficio, ni a las solicitudes de aclaración relativas a aspectos cuya regulación no compete a la CNMC, como es el caso del P.O.3.7.

6.1 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 podía ser aplicada por los grupos térmicos para tener en cuenta en las ofertas de restricciones técnicas los costes de arranque de sus turbinas, 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 el operador del sistema en el informe justificativo que acompaña a la propuesta, 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 con grupos térmicos no tienen la flexibilidad de trasladar, por periodo de programación, los costes en los que incurrir. La segunda es en relación con la distinta aplicación de la oferta según el horizonte en que se programe la energía, es decir, que resulte de aplicación o no la oferta compleja. Se pueden dar situaciones en las que un grupo térmico sale programado las mismas horas del día, bien en PDBF o en mercados posteriores, y se le retribuye distinto, a pesar de tener que arrancar el grupo térmico en ambos casos.

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 los costes de los arranques de una manera más coherente con las condiciones de despacho actuales, en las que los arranques de grupos térmicos se han incrementado considerablemente, incluso con varias ocasiones en un mismo día, como consecuencia de la variabilidad renovable.

En el trámite de audiencia los sujetos se han mostrado favorables a los cambios propuestos. Reconocen los sujetos que estas modificaciones mejorarán la gestión de los ciclos combinados monojeje y multijeje. No obstante, se han recibido comentarios de varios sujetos alegando que algunos aspectos tienen aún margen de mejora.

En general, esta Comisión no considera oportuno introducir al final del proceso regulatorio modificaciones adicionales que presenten un marcado carácter técnico-operativo, como, por ejemplo, emitir una orden de arranque a través de un fichero, porque su incorporación requiere la valoración previa del operador del sistema, así como una consulta al resto de sujetos afectados. Se hace excepción no obstante con una petición de varios sujetos, consistente en la incorporación de un término retributivo adicional, en un valor fijo en € por hora, a

incorporar en las ofertas simples de los grupos términos multieje. Este término tendría por objeto resarcir por la pérdida de rendimiento en aquellas horas en las que el operador del sistema le solicite cambiar el modo de funcionamiento 1x1. Tras haber sido valorado positivamente por el operador del sistema y considerarse que su incorporación no es perjudicial para los sujetos, ya que la utilización sería voluntaria y el objetivo que persigue es optimizar el reflejo de los costes, por lo que no se prevé a priori que suponga un incremento en los mismos, se ha incorporado la variable solicitada en el apartado 4.5 del P.O.3.2, así como en los apartados 18.1 y 19.1 del P.O.14.4, donde también se prevé una obligación de pago en caso de incumplimiento del modo de funcionamiento asignado.

6.1.1 Tratamiento de los arranques y paradas de grupos térmicos

Se han recibido muchos comentarios sobre el tratamiento operativo que establece el procedimiento para los arranques y paradas de los grupos térmicos, a los cuales se da respuesta en este apartado.

En primer lugar, el P.O.3.2 propuesto prevé en su apartado 6.1.3 que la programación de paradas de grupos que resulte necesaria para resolver restricciones técnicas, cuando no sea suficiente la reducción a mínimo técnico de dichos grupos, se lleve a cabo de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para reducción del programa por restricciones técnicas. Un sujeto alega que esta disposición carece de sentido, porque las obligaciones de pago asociadas a las paradas de grupos por restricciones al PDBF no se determinan con el precio de oferta, sino que se consideran anulaciones de programa y se liquidan al precio marginal del mercado diario. Por tanto, la oferta de compra solo tiene sentido al resolver restricciones en tiempo real. Esta Comisión no comparte la opinión del sujeto, aunque no se utilice en la liquidación, la oferta de restricciones a bajar es el mejor indicativo disponible de la disposición del sujeto a reducir el programa del grupo y, en última instancia, proceder a su parada. Por tanto, se mantiene el texto propuesto por el operador del sistema.

Por otra parte, el apartado 7.1 del mismo P.O.3.2 establece que los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción. Varios sujetos se muestran disconformes con esta disposición, alegando que incurren en costes incluso antes de ejecutar los redespachos de forma efectiva, durante el proceso de preparación. Esta Comisión opta por no modificar el texto del procedimiento, dado que, en su respuesta a esta misma alegación, el operador del sistema declaró que la ocurrencia de este tipo de anulaciones es escasa. No obstante, se insta al operador del sistema a que considere la incorporación de algún tipo de compensación para estos casos en una posterior revisión del procedimiento.

También en relación con las paradas de grupos térmicos, varios sujetos solicitan que se dé una consideración prioritaria a las instalaciones de cogeneración, en particular, que se respete su mínimo técnico en caso de congestión, bien declarándolas instalaciones esenciales exentas del redespacho o permitiendo el funcionamiento en isla con la correspondiente demanda asociada. Alegan los sujetos que ello es necesario para salvaguardar la operación y seguridad de las industrias asociadas, así como para evitarles un daño económico y social, ya que corren el riesgo de tener que detener su actividad productiva en caso de reducción de la generación, bien por la pérdida del calor residual o la imposibilidad de quema de gases residuales. Esta alegación se presenta en referencia tanto al P.O.3.2 (redespachos por restricciones técnicas) como al P.O.3.11 (sistema de reducción automática de potencia).

A este respecto, aclarar en primer lugar que las cogeneraciones gozan ya de prioridad de despacho respecto a otro tipo de instalaciones térmicas, según lo establecido en propio P.O.3.2, en Anexo XV del Real Decreto 413/2014 y en el Artículo 13 del Reglamento 943/2019. Por lo demás, el tratamiento de las cogeneraciones es idéntico a otras instalaciones térmicas. Cuando se respeta el mínimo térmico de alguna instalación térmica es únicamente por conveniencia del sistema eléctrico, porque el operador necesita ese grupo para garantizar la seguridad o proveer algún tipo de servicio. La consideración de instalaciones esenciales que solicitan los sujetos requeriría cobertura regulatoria de más alto nivel, ya que supondría un tratamiento discriminatorio entre tecnologías. Por otra parte, la posibilidad de funcionamiento en isla depende en cierto modo de la voluntad del titular de la instalación, ya que el operador del sistema solo puede redespachar los programas de inyección a la red, que se reducirían considerablemente si el sujeto operara en régimen de excedentes.

Permitiría igualmente el régimen de excedentes resolver otra situación de las instalaciones con autoconsumo puesta de manifiesto por los sujetos: la recepción de órdenes en puntos diferentes (generación o consumo), lo que puede dar lugar en un momento dado a la recepción de órdenes contradictorias en distintos servicios (SRAD, SRAP, Secundaria, Terciaria, etc.).

Otras propuestas de los sujetos, como permitir que sea el titular de las instalaciones quien decida el orden y volumen del programa retirado a sus grupos térmicos, al objeto de incrementar la eficiencia de su despacho y evitar paradas, no se consideran acordes con el carácter físico del mercado eléctrico. Esta potestad proporcionaría al sujeto capacidad para afectar a los servicios de operación, por ejemplo, reduciendo la reserva disponible, lo que provocaría la necesidad de arrancar térmicas adicionales o programar consumo de bombeo en tiempo real. Se considera que su implementación requería otras adaptaciones previas, como, por ejemplo, la creación de un servicio de provisión de reserva que implique reserva real y compromiso de oferta de energía.

6.1.2 *Supuestos de pérdida de retribución del arranque*

Un sujeto solicita aclaración sobre la intencionalidad de la tercera condición que impone el apartado 3.3 del P.O.3.2 para que se pueda considerar que existe un arranque programado por restricciones técnicas, esto es: *“Adicionalmente, en arranques programados en tiempo real, el programa PHFC en el cierre es igual al programa PHFC de la unidad en el momento de establecer la limitación por seguridad”*. El sujeto solicita que se aclare si esta disposición impide a los grupos térmicos participar en el mercado intradiario. Se aclara al respecto que la disposición no prohíbe al sujeto operar en el mercado intradiario, pero si lo hace no podrá percibir el importe correspondiente al arranque. La intención es evitar que un grupo arrancado en tiempo real, generalmente para que proporcione reserva al sistema, venda dicha energía de reserva a los sistemas externos mediante transacciones transfronterizas en el intradiario, lo que conllevaría que el sistema español no dispondría de una reserva cuya disponibilidad ha financiado. Adicionalmente, la disposición evita que el sujeto acorte el tiempo del arranque, lo que implicaría la concentración del coste en un número menor de periodos horarios, en perjuicio de la demanda activa en esos periodos.

En esta misma línea, un sujeto solicita que se modifique el reparto horario del coste de los arranques de grupos térmicos. De acuerdo con lo establecido en los procedimientos P.O.3.2 y P.O.14.4, el coste del arranque se distribuye entre las horas del día con energía redespachada por restricciones a subir. Advierte el sujeto al respecto que con esta fórmula la instalación perdería parte de la retribución del arranque en caso de retrasarse en el mismo, en la parte proporcional a las horas retrasadas, aunque el coste se haya incurrido efectivamente.

Tiene razón el sujeto en que la instalación se vería penalizada en estos casos, pero ello está justificado por dos motivos. En primer lugar, por el modo en que se seleccionan los recursos redespachados por restricciones con el objetivo de minimizar el coste del servicio: la modificación de la rampa de arranque, las horas de entrega y el reparto del coste puede condicionar la competitividad de las instalaciones. No sería oportuno, por tanto, una vez hecha la selección, permitir que la instalación redespachada modifique los parámetros que han determinado su mayor competitividad. En segundo lugar, porque, como se ha indicado anteriormente, la concentración del coste del arranque en un menor número de horas penalizaría a la demanda de dichas horas, que tendría que soportar una carga mayor.

6.2 *Participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas*

Esta Comisión valora positivamente la modificación de los procedimientos de operación propuesta por el operador del sistema puesto que cumple su objetivo.

Efectivamente, permitirá a la demanda y al almacenamiento participar en la solución de restricciones técnicas. Adicionalmente, 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.

6.2.1 Obligatoriedad de oferta

Algún sujeto cuestiona la obligatoriedad de oferta en restricciones para la demanda. La oferta es obligatoria en este servicio en lo relativo a la reducción del programa previo establecido en mercado, teniendo obligación los participantes de presentar ofertas a subir o a bajar, según corresponda, para la resolución de las restricciones que puedan ocasionar sus programas de entrega o consumo de energía. No obstante, esta obligatoriedad está acotada en el caso de la demanda. En efecto, mientras la obligación para la generación es ofertar la anulación completa de su programa, en el caso de la demanda, la oferta se determina de acuerdo con sus mejores previsiones de consumo o de acuerdo con su recurso almacenado para el almacenamiento. Es decir, la demanda podrá ofertar energía nula, ya que debido a su naturaleza se justifica que no siempre sea posible reducir el consumo programado o dejar de consumir.

A este respecto, algunos sujetos consideran que se debería prever oferta voluntaria para la demanda, lo que tendría el mismo efecto práctico y sería más fácil de comprender. Sin embargo, la obligatoriedad de oferta se considera adecuada como regla general para garantizar el tratamiento equitativo de todas las tecnologías que prestan el mismo servicio. En efecto, la obligatoriedad de oferta es común a todas las instalaciones, ahora bien, el volumen que es obligado ofertar queda condicionado a la capacidad de cada tecnología. En el caso de la generación procedente de fuentes renovables, la obligatoriedad de oferta se limita al potencial disponible en función del recurso variable, siendo esta la misma filosofía aplicada a la demanda. Ahora bien, en el caso de la demanda, la restricción es mayor, ya que no se puede imponer la anulación del programa. Pero hay que considerar la posibilidad de que las instalaciones de demanda evolucionen tecnológicamente en el futuro, por ejemplo, integrando almacenamiento detrás del contador, lo que podría incrementar considerablemente el potencial operativo de algunas instalaciones.

6.2.2 Requisitos para proveer restricciones

Por otra parte, se han recibido comentarios respecto a que en la fase II sólo puedan participar las unidades de programación de demanda y almacenamiento que hayan superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución. Este aspecto se considera igualmente adecuado para mantener un trato equivalente al de la generación renovable. Además, se garantiza así que el recuadre va a ser factible, y se evita el comportamiento de arbitraje en mercado, introduciendo un programa en el mercado diario con el único objeto de deshacerlo en fase II, reteniendo el montante económico de la

diferencia de precio entre ambos segmentos, con la implicación de una posible mayor necesidad de reservas para garantizar la seguridad del sistema.

Asimismo, debido al carácter local de las restricciones técnicas, se considera coherente que tanto las unidades de programación de demanda como de almacenamiento estén formadas por unidades físicas con localización eléctrica específica. Por tanto, tampoco se consideran las alegaciones formuladas en contra de este requisito.

6.2.3 Consideraciones a la competitividad demanda-generación

Con respecto al nivel de participación de la demanda en restricciones técnicas tras el mercado diario, mientras los incrementos de programa (mayor consumo) se liquidan a precio de la oferta de restricciones, la propuesta contempla que, al igual que sucede con la generación, la reducción del programa del mercado diario de la demanda sea considerada una anulación de programa y no tenga, por tanto, retribución basada en oferta, sino que conlleve un derecho de cobro al precio del mercado diario. Este esquema es simétrico al que se ha venido aplicando históricamente a la generación con el fin de evitar comportamientos estratégicos en mercado, es decir, la programación de un despacho que genere restricciones en la red para percibir posteriormente la retribución correspondiente a su resolución.

Algunos sujetos han mostrado su desacuerdo con el principio expuesto, puesto que, en su opinión, supone un trato discriminatorio para la demanda, que no podrá competir con la generación en la resolución de restricciones a subir (mayor generación o menor consumo), puesto que en el caso de la generación supone un incremento de programa y, por tanto, se retribuye a precio de oferta, mientras para la demanda es anulación y, como se ha indicado anteriormente, se liquida al precio del mercado diario, lo que no comporta beneficio económico para los consumidores.

A este respecto, conviene aclarar que la filosofía que subyace en el diseño del servicio sí es equitativa. Se presupone que la existencia de energía disponible, pero no programada en el mercado diario, tanto en el sentido vendedor como comprador, queda fuera del orden de mérito económico consecuente con la casación del mercado diario. Es decir, todo MW de generación que no resulta vendido es porque su coste es superior al precio del mercado y, del mismo modo, todo MW de consumo que no es adquirido implica que dicha demanda no está dispuesta a pagar el precio del mercado diario. Por tanto, todo incremento de programa de generación o consumo ha de ser liquidado a un precio superior (o inferior, según el caso) al del mercado diario, por eso los incrementos de programa se liquidan al precio de oferta. Por el contrario, las anulaciones del programa previo (reducción de la venta o del consumo) se consideran anulaciones, como se ha indicado anteriormente, para evitar comportamientos estratégicos en mercado.

Otro aspecto a tener en cuenta es que la posibilidad de que la demanda pueda competir con la generación en la resolución de cualesquiera restricciones a subir

en fase 1 es reducida. No se trata en dicho proceso de simplemente mover MW, como por ejemplo sucede en los mercados de balance, para que una instalación pueda ser seleccionada por el operador del sistema en fase 1 de restricciones es imprescindible que ésta tenga capacidad técnica para resolver el problema identificado en la red, por ejemplo, proporcionar inercia al sistema, control de tensión o reserva de potencia. Es muy poco probable que una instalación de demanda tenga capacidad para resolver estas cuestiones, por lo que no podría ser seleccionada por el operador, aunque su oferta fuera más económica. Además, es previsible que el volumen económico de las restricciones técnicas al PDBF se reduzca considerablemente tras la revisión del servicio de control de tensión, actualmente en curso, creándose un mercado específico en el que sí podrían competir generación y demanda en igualdad de condiciones, puesto que el producto en juego no sería la energía activa programada, sino la reactiva.

El papel fundamental de la demanda en restricciones se ve por tanto a bajar, es decir, aumentar demanda tras el mercado diario para facilitar la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente en el ámbito local, resolviendo congestiones en la red. Esta opción, por cuanto que implica un incremento del programa de consumo, sí sería retribuida a precio de oferta. Sin embargo, esta Comisión ya manifestó al lanzar el trámite de audiencia su análisis de la propuesta del operador del sistema en cuanto a que no facilitará esta opción, puesto que el incrementar la demanda resulta menos económico 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.

Esta Comisión valoró diversas alternativas que permitieran maximizar la integración de renovables haciendo uso del proceso de resolución de restricciones tras el mercado diario, por ejemplo, priorizar la integración renovable antes que el ahorro, dando así ventaja a las instalaciones de demanda, pero ello supondría un incremento del sobrecoste de este proceso en el precio final de la energía que soporta la propia demanda. Esta Comisión ha valorado otras opciones, como, por ejemplo, una transferencia económica de la generación que evita el vertido a la demanda que incrementa su consumo. Sin embargo, dicha alternativa 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 hibridado 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.

6.2.4 Exención del coste de restricciones

Esta Comisión considera justificado, en línea con la propuesta del operador del sistema, que el consumo de las instalaciones de almacenamiento y de demanda que haya sido redespachado en la solución de restricciones técnicas quede exceptuado 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 sobre coste de restricciones técnicas. Además, esta medida fomentará la participación de la demanda y contribuirá a abaratar el servicio. No puede sin embargo exceptuarse del pago la totalidad de la demanda de la unidad de consumo, el cual resulta beneficiado por la seguridad de suministro proporcionada por la resolución de restricciones técnicas.

6.2.5 Obligación de pago adicional para los almacenamientos

Tanto el P.O.3.2 vigente como el P.O.14.4, prevén la aplicación de una obligación de pago a las unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan la energía programada en tiempo real para la solución de las restricciones técnicas. Esta obligación de pago incorpora tanto el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad de adquisición como el valor resultante de aplicar el coeficiente 0,7 sobre el precio marginal resultante del mercado diario. La obligación de pago adicional tiene por objeto evitar comportamientos estratégicos observados en el pasado, cuando ciertas instalaciones de bombeo que resultaban necesarias para la operación segura del sistema en su zona (por ejemplo, control de la tensión) evitaban ser despachadas en mercado diario, provocando así el despacho de su consumo por restricciones a precio nulo, lo que les permitía obtener recurso hidráulico almacenado a un menor coste, pudiendo además utilizarlo posteriormente para entregar energía de balance al sistema.

La propuesta del operador del sistema para la participación de la demanda y el almacenamiento en restricciones técnicas extendía dicha obligación de pago a los almacenamientos distintos del bombeo, así como al proceso de resolución de restricciones al PDBF. Esta Comisión consideró adecuada la propuesta, ya que se mantienen las circunstancias que permitían las prácticas referidas y, en consecuencia, la mantuvo en la versión de procedimientos sometida a trámite de audiencia.

Sin embargo, esta disposición ha sido ampliamente rechazada por los sujetos en el trámite de audiencia. Alegan, entre otros argumentos, que sería una barrera para la participación del almacenamiento en restricciones, ya que vería mermada la diferencia de precio entre la adquisición y la posterior venta de la energía almacenada, o, alternativamente, supondría un encarecimiento del precio reflejado en su oferta de venta, al objeto de mantener la diferencia de precio deseada. Alegan asimismo discriminación del almacenamiento frente a la demanda, que no soporta este coste adicional.

Finalmente, se ha optado por eliminar el pago adicional para el almacenamiento de los apartados 18.6 y 19.8 del P.O.14.4, por considerar que podría no estar justificado para las tecnologías distintas del bombeo, cuya práctica en mercado se desconoce hoy. Se elimina el pago incluso para los bombeos, al objeto de garantizar un trato equitativo de la tecnología del almacenamiento, y porque no hay evidencia de que la práctica observada en el pasado vaya a reproducirse en el futuro. No obstante, se advierte que se llevará a cabo una vigilancia estrecha del comportamiento de los almacenamientos en restricciones y, en caso de observar prácticas indebidas, se podría recuperar el pago en una revisión posterior del procedimiento, de forma adicional al correspondiente proceso de investigación por infracción.

6.2.6 Mandatos al operador del sistema

Esta resolución incorpora un mandato al operador del sistema para analizar determinados aspectos del proceso de restricciones, y los servicios de ajuste en general, con el objetivo de facilitar la participación de la demanda:

- 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.
- Valoración de la conveniencia de distinguir unidades de venta y compra para la programación del almacenamiento.

Respecto a la versión sometida a trámite de audiencia, se ha eliminado de esta resolución el mandato de revisar el incremento de reserva a través de redespachos por restricciones por haber sido ya incorporado un requerimiento equivalente en la Resolución de la CNMC de 19 de octubre de 2023 por la que se aprueba el nuevo procedimiento de operación eléctrico 7.5 sobre el servicio de respuesta activa de la demanda y se modifica el 14.4 (DCOOR/DE/003/23).

Estos mandatos han sido en general valorados positivamente por los sujetos en el trámite de audiencia. Algunos sujetos solicitan variar el enfoque o incorporar cuestiones adicionales, pero esta Comisión considera que las cuestiones planteadas se podrán abordar posteriormente, a la vista de las conclusiones del operador del sistema y en el ámbito de decisión que resulte en consecuencia.

6.2.7 Necesidad de telemetria

Un sujeto alega que la exigencia de equipo de telemetria, con el coste consiguiente, será un desincentivo para la participación de pequeña demanda, autoconsumo o almacenamiento en los servicios de ajuste.

Esta Comisión entiende que la regulación de los mercados de operación tanto nacional como europea debe ir avanzando para facilitar la entrada de pequeña

demanda. Por ejemplo, la propuesta del futuro código de red de respuesta de la demanda prevé la evolución de la granularidad permitida en la oferta de los productos armonizados de balance, actualmente establecida en 1 MW; así como la regulación de los mecanismos de *baseline* necesarios para la operativa de los agregadores independientes. No obstante, en este momento, exceptuar a ciertas instalaciones de pequeño tamaño de las obligaciones que soportan otras que participan en el mercado sería dar un trato discriminatorio.

6.2.8 Instalaciones de demanda con almacenamiento bidireccional

Los apartados 2.2.a y 2.2.b del Anexo II del P.O.3.1 recogen el modo de organización que aplicaría a las unidades de programación de demanda que incorporen instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo, incluyendo el caso en que la instalación de almacenamiento cuente con permisos de acceso para inyectar energía en la red, previendo que en tales casos se constituya una unidad de programación de compra que aglutine los consumos y una unidad de venta para las inyecciones de energía a la red.

La configuración de una instalación de demanda asociada a un almacenamiento bidireccional, sin generación asociada, no está recogida en la regulación vigente (dado que el artículo 44.1 de la Ley 24/2013 establece que los consumidores no podrán estar conectados directamente a un sujeto productor salvo a través de una línea directa o en modalidad de suministro con autoconsumo y que el artículo 6.3 del Real Decreto 1183/2020 establece que las solicitudes para acceso y conexión de instalaciones de almacenamiento que puedan verter energía en las redes, se considerarán como solicitudes para el acceso de instalaciones de generación), en consecuencia, se ha optado por eliminar estas referencias.

6.3 Integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación

El concepto de hibridación fue introducido en el Artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, como una opción para los titulares de permisos de acceso asociados a instalaciones de generación de energía eléctrica que deseen incorporarles módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o instalaciones de almacenamiento. De esta forma, los módulos hibridados podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión a la red, compartiendo con los módulos ya existentes la capacidad de acceso previamente concedida. Se permite igualmente la solicitud de nuevos permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías.

La integración efectiva de la hibridación de tecnologías en el mercado eléctrico requiere adaptar la regulación existente que resulte de aplicación a la generación, tanto en el ámbito del acceso como del despacho. En particular, hay que contemplar la casuística y particularidades técnicas de la hibridación en los

procedimientos de operación del sistema, de forma que permitan la programación de las distintas combinaciones tecnológicas que puedan surgir y, cuando cumplan los requisitos establecidos, su participación en los servicios de balance y no frecuencia. Dicha modificación de procedimientos fue incorporada por el operador del sistema en el paquete de adaptación de los procedimientos a las Condiciones SNF, que aprueba la resolución objeto de esta memoria.

Con carácter general, esta Comisión valora positivamente la propuesta del operador del sistema, ya que posibilita la hibridación con las distintas tipologías permitidas por la Ley 24/2013. No obstante, tras evaluar los comentarios recibidos durante el trámite de audiencia e información pública, se han identificado algunas cuestiones problemáticas que requieren consideración. Se valoran a continuación el establecimiento y los tipos de unidades de programación y físicas híbridas, el umbral de agregación y el requerimiento de desglose. Estos aspectos determinan los principios fundamentales del modelo de hibridación propuesto por el operador del sistema, pero han sido cuestionadas por distintos sujetos, que alertan sobre las consecuencias que podrían tener incluso sobre otros segmentos de mercado.

6.3.1 Diseño de las unidades de programación y de oferta

El operador del sistema propone un modelo de hibridación acorde con las necesidades de la operación del sistema. Dicho modelo permite operar a las instalaciones híbridas como un conjunto, agrupando todos sus módulos de generación y almacenamiento en una misma unidad de programación, a los efectos del despacho y la participación en servicios de ajuste. Este tratamiento es acorde con las necesidades de los mercados de operación del sistema, para los que no es relevante la tecnología que haya detrás de una oferta, sino la certidumbre de qué servicios pueden ser aportados por la instalación (o agregación de instalaciones), lo cual se determina con las pruebas de habilitación de cada servicio y no de facto por la propia tecnología. Para aquellos procesos o análisis de seguridad para los que el operador del sistema necesite información más detallada sobre las tecnologías y ubicación física de las inyecciones de energía, se dispone la declaración de desgloses.

Sin perjuicio de los comentarios de detalle que se recogen en esta memoria, los sujetos de mercado consideran adecuada la propuesta del operador del sistema, ya que la consideración de las instalaciones híbridas como un pequeño porfolio a efectos de oferta y despacho les permite aprovechar la flexibilidad de la combinación de tecnologías y maximizar la utilización efectiva de la capacidad de acceso a la red eléctrica. No obstante, varios sujetos manifiestan que, si bien la propuesta cumple su objetivo de integración de la hibridación, podría mejorarse considerablemente con un cambio más profundo del modelo y operativa del mercado. Por ejemplo, un sujeto propone la evolución de la organización de las unidades de programación a un modelo de tipo matricial; argumenta el sujeto que el modelo vigente podría resultar ineficiente en el futuro, con una gestión cada vez más descentralizada y digitalizada.

Algunos de los comentarios señalan el impacto de la propuesta sobre otros segmentos de mercado, en particular, los mercados diario e intradiario, en los que la negociación se realiza por unidad de oferta, existiendo una equiparación unívoca entre unidad de oferta y unidad de programación, por lo que la configuración de estas últimas afecta directamente a las primeras. La consecuencia directa de esta relación es que se perderá la visibilidad del comportamiento en mercado de las distintas tecnologías, así como la capacidad de supervisar que la oferta de cada unidad refleja el coste variable de producción de la tecnología asociada a la misma, tal como puede llevarse a cabo actualmente, ya que cada unidad de oferta está asociada a una única tecnología.

En este sentido formula sus comentarios a la propuesta el operador del mercado, que considera la configuración de unidades de oferta híbrida un paso adelante en el cambio de modelo del mercado ibérico físico hacia un modelo en porfolio. Alega este operador la pérdida de información relevante para la supervisión del mercado, tanto *ex post* (información desagregada por tecnologías) como durante el proceso de negociación (comprobación de potencia máxima en las ofertas); también, que la nueva configuración tendrá, a largo plazo, a medida que se vaya extendiendo la hibridación, un impacto relevante en el proceso de formación de precios en los mercados, aportando opacidad sobre las ofertas y transacciones, permitiendo la aparición de prácticas estratégicas y anulando la capacidad de establecer medidas regulatorias en base al análisis de la oferta. El operador del mercado formula una propuesta alternativa, consistente a grandes rasgos en mantener la actual configuración para las instalaciones con potencia superior a 100 MW (fijando incluso un umbral menor), con unidades de programación individualizadas por tecnología para una misma instalación hibridada.

En primer lugar, esta Comisión comparte la preocupación del operador del mercado. El carácter físico del mercado ibérico y la oferta diferenciada para las grandes instalaciones ha sido un pilar fundamental de su diseño que se ha mantenido desde los inicios del mercado eléctrico, y que esta Comisión ha defendido en cada cambio normativo: la transparencia es fundamental para la labor de supervisión, no solo para asegurar un buen funcionamiento del mercado, sino también para comprender la dinámica del mercado y ajustar adecuadamente su regulación. Esta preocupación fue planteada por la CNMC a los sujetos en el trámite de audiencia con el fin de encontrar una solución alternativa que no complicara innecesariamente la operación del sistema y la operativa de estos.

No obstante lo anterior, cabe señalar que la propuesta del operador del sistema no implica la renuncia al concepto de mercado físico, ya que el hecho de que una instalación hibridada se oferte sin identificar la tecnología no implica que no se deba seguir manteniendo la oferta, a partir de los 100 MW, por instalación. Asimismo, mantiene la separación por tecnologías de las unidades de programación no hibridadas, mantiene la individualización de las instalaciones con impacto relevante sobre el sistema (>100 MW), y extiende adicionalmente esta consideración a todas las tecnologías (actualmente solo se requiere a las térmicas). Prevé además la convivencia de modelos operativos y de liquidación

individualizados, como es el caso de las instalaciones con régimen económico específico.

Por otra parte, en la actualidad no se tiene suficiente información para valorar la relevancia que va a tener el despliegue de la hibridación en el sistema.

Por todo ello, con el fin de no incorporar una complejidad adicional que pudiera limitar los tiempos de respuesta para la operación del sistema, sin conocer el alcance real de la hibridación en este momento, y por no retrasar poner en marcha la gestión que permita dar visibilidad a las instalaciones hibridadas que ya están operando en el sistema, se ha optado por abordar las cuestiones por separado, regulando en este primer paso el modelo de hibridación para la operación del sistema, y llevando a cabo posteriormente los ajustes que se considere necesarios en los mercados de energía que gestiona OMIE, mediante una revisión de las reglas del mercado. Este enfoque implicaría dar marcha atrás en la equivalencia entre unidades de oferta y de programación, que se adoptó para facilitar la operativa y los intercambios de información, pero estaría justificado por el cambio de circunstancias introducido por la hibridación.

No debe entenderse que la CNMC considera perfecto el modelo propuesto por el operador del sistema. Es un modelo continuista que minimiza los cambios necesarios y, si bien cumple el objetivo que persigue, podría, como apuntaba algún sujeto en el trámite de audiencia, resultar insuficiente para afrontar la transición energética, requiriendo una evolución posterior. La cuestión de la configuración dinámica de las unidades, permitiendo variar la composición de unidades físicas para la provisión de cada servicio o momento, ha surgido ya en distintos debates (zonas de regulación, control de tensión, hibridación, etc.), incluso en el ámbito europeo al tratar el aprovechamiento para el sistema del almacenamiento asociado al vehículo eléctrico.

La continuidad en este modelo minimiza el coste de implementación y la evolución podrá, en su caso, abordarse al finalizar este año cuando se disponga de una mayor certidumbre sobre la evolución tecnológica y las necesidades del sistema y los mercados.

En cuanto a la propuesta alternativa del operador del mercado, si bien esta Comisión entiende que sería beneficiosa para el mercado que gestiona ese operador, por cuanto aporta mayor visibilidad sobre las ofertas y el comportamiento de los sujetos, permitiendo una mejor supervisión, se considera que la oferta separada por tecnología, es decir, por módulos de generación que comparten acceso y/o integran una misma instalación, presenta también inconvenientes. Téngase en cuenta, por ejemplo, que los módulos hibridados son mucho más flexibles que de forma independiente, por lo que la imposición de separación podría resultar en perjuicio de la flexibilización del sistema y de la provisión de servicios al sistema.

Además, la integración de la hibridación de tecnologías en los mercados podría requerir una revisión más profunda de las reglas del mercado, por ejemplo, en relación con la potencia máxima que el operador del mercado permite ofertar a

cada unidad de generación. Esta potencia es actualmente la potencia instalada de cada unidad, es decir, la suma de potencias netas de los módulos, que en caso de hibridación podría resultar muy superior a la capacidad de evacuación que pueden realmente inyectar a la red, lo que no parece encajar con el carácter físico del mercado.

Por todo lo anteriormente expuesto, esta Comisión considera necesario proceder con la aprobación de los procedimientos de operación propuestos por el operador del sistema, con todas las salvedades y cambios de redacción expuestos en esta memoria, y solicitar al operador del mercado que inicie un proceso de debate interno y con los sujetos interesados, incluido el operador del sistema, para determinar el mejor modelo de integración de la hibridación en sus segmentos de mercado, al margen del modelo elegido para los segmentos de operación del sistema, que no ponga en riesgo la capacidad de supervisión del funcionamiento del mercado.

6.3.2 Tratamiento de las instalaciones mayores de 100 MW

En relación con el tratamiento en unidad de programación diferenciada para los grupos mayores de 100 MW, cualquiera que sea su tecnología, - lo que supone ampliar esta disposición que actualmente se prevé exclusivamente para las instalaciones térmicas no renovables-, se considera adecuado desde la perspectiva de la operación del sistema, por la relevancia en la seguridad del sistema eléctrico y de la supervisión del comportamiento de los sujetos. En el trámite de audiencia, algunos sujetos cuestionan esta individualización y/o la extrapolación al resto de tecnologías, mostrando desacuerdo con cualquier tipo de individualización, otros sujetos solicitan que se reduzca el umbral, proponiendo valores entre 50 y 30 MW.

Esta Comisión opta por mantener la propuesta del operador del sistema como equilibrio entre las posiciones de los sujetos y ante la incertidumbre de la evolución del parque y las tecnologías, ello sin perjuicio de que pueda resultar conveniente una posterior evolución, según avance el proceso de transición energética y el desarrollo de los mercados de operación. No obstante, dado que el umbral se justifica por el impacto de las instalaciones sobre la red y el sistema, y dicho impacto depende de la potencia que puede inyectarse en la red más que de la potencia instalada, se ha considerado oportuno modificar la propuesta en el sentido de referenciar el umbral a la capacidad de acceso en vez de la potencia instalada. Para ello, se ajusta el concepto de potencia máxima para la operación, modificando las referencias además en PO 3.2 y P.O. 3.8 para dar coherencia a los textos. De este modo, se reducirá el número de instalaciones que requerirán tratamiento individualizado, pero sin perjuicio para el sistema.

6.3.3 Configuración de las unidades de programación

En el apartado 1 del Anexo II del P.O.3.1 se especifica que el umbral de 1 MW que deben superar al menos dos elementos de la instalación para que esta sea considerada híbrida. Ante el comentario de varios sujetos sobre indeterminación del valor de potencia al que se refiere, se aclara que debe entenderse referido a

potencia instalada. Un sujeto indica que el umbral debería referirse a capacidad de acceso y conexión conjunta de la instalación, en vez de potencia instalada de los módulos, pero no tiene justificación en este caso referirlo a capacidad de acceso, puesto que se trata del peso de los módulos de generación dentro de una misma instalación, siendo la capacidad de acceso compartida entre todos ellos. Otros sujetos sugieren reducir considerablemente el umbral, lo que conllevaría un considerable incremento de las unidades híbridadas. Esta Comisión considera que el umbral es adecuado en el contexto actual, por la significancia de dicho umbral (1 MW) en otros ámbitos y para evitar una reconfiguración intensa de las unidades.

Por otra parte, un sujeto cuestiona que solo se permita la constitución de una unidad de programación por sujeto y tecnología en el caso de instalaciones de producción que utilizan fuentes renovables, cogeneración o residuos, mientras que las instalaciones mayores de 100 MW, en este caso de forma impositiva, deben constituir una unidad de programación independiente. Solicita que se les permita constituir a voluntad tantas unidades de programación como físicas, siempre y cuando las unidades físicas sean mayores de 10 MW.

Otros sujetos cuestionan que se tengan que separar en unidades de programación diferenciadas las instalaciones que incorporen una unidad de almacenamiento. Solicitan que se les permita agruparlas con el resto de las instalaciones de la misma tecnología sin almacenamiento, o más aun que se les permita decidir libremente sobre la configuración de sus unidades de programación.

La limitación para constituir varias unidades por sujeto y tecnología se estableció en su momento para evitar una proliferación masiva de pequeñas unidades. No observa a priori esta Comisión la necesidad de eliminar dicha limitación. Es claro que algunos sujetos que actúan como representantes de instalaciones de generación preferirían poder operar con unidades diferenciadas para cada uno de sus representados; se ha debatido esta cuestión ya en varias ocasiones, en particular, en el ámbito de las liquidaciones. Sin embargo, se rechaza porque podría conllevar un incremento injustificado de la carga administrativa del sistema, que estaría proporcionando un servicio al sujeto. Ello sin perjuicio de que podría tener que reconsiderarse en el futuro, como se ha indicado anteriormente, a medida que cambien las circunstancias con el crecimiento de las unidades de programación híbridadas.

En este mismo sentido, 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.

6.3.4 *Desglose por unidad física*

Se han recibido en el trámite de audiencia múltiples comentarios en relación con la necesidad de proporcionar desgloses por unidad física y el impacto de una incorrección en dicha declaración de desgloses.

El procedimiento de operación 3.1 establece la obligación para los participantes en el mercado de facilitar al operador del sistema un desglose del programa de las unidades de programación por unidad física, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema. Debe proporcionarse este desglose de programas en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa: diario, intradiario o tiempo real. Por último, establece el procedimiento que 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 $\pm 0,1$ MWh.

Los sujetos entienden que la necesidad de proporcionar desgloses por unidad física se incrementa con la hibridación de tecnologías, en particular en el caso de las instalaciones mayores de 100 MW, a las que se exige constituir una unidad física para cada módulo de generación que forma la hibridación, por lo que se incrementará el volumen de desgloses al operador del sistema a medida que vaya creciendo la hibridación y, con ello, la probabilidad de errores.

La incorrección de un desglose tiene múltiples consecuencias en el proceso de resolución de restricciones: las unidades con desglose incorrecto son las primeras sobre las que el operador del sistema aplica limitaciones cuando tiene impacto sobre una restricción. Estas limitaciones no conllevan aplicación de redespachos, por lo que son los sujetos quienes han de deshacer el programa en intradiario, lo que puede ocasionar pérdida económica. Alegan además que estas limitaciones podrían afectar a la programación de un arranque y que, en el caso de grupos térmicos multieje, si el desglose no es preciso, podría quedar indeterminado el modo de funcionamiento deseado por el sujeto, siendo el operador del sistema el que lo impondría. En el caso de unidades de programación que agrupan instalaciones, se verían afectadas todas las unidades físicas, aunque el error del desglose se debiera a otras unidades físicas. Incluso un sujeto alega que se podría considerar incorrecto un desglose que no lo sea, en el caso de grupos térmicos programando un arranque, por resultar inferior al mínimo técnico.

Todo ello tiene consecuencias económicas para los sujetos, que consideran injustificadamente baja la tolerancia establecida (0,1 MWh), así como la exigencia de desglose por tecnología a las instalaciones híbridas mayores de 100 MW.

A este respecto, en primer lugar, conviene aclarar que los desgloses son imprescindibles, tanto para que el operador del sistema pueda identificar la tecnología que hay detrás de la energía inyectada en la red, como para localizar la ubicación de dicha inyección o consumo. Lo primero resulta especialmente relevante en el caso de grandes instalaciones, por ello se exige a las mayores de 100 MW disponer de distintas unidades físicas, y lo segundo es necesario para poder resolver las restricciones técnicas, en particular, las congestiones, en el caso de unidades de programación que contienen unidades físicas con distinta localización geográfica. Es en el ámbito de las congestiones donde tiene mayor impacto la incorrección del desglose, porque se aplica una limitación de producción nula a la unidad física correspondiente. Esta Comisión no considera oportuno eliminar dicha penalización (límite de programa nulo) para los desgloses incorrectos, porque ello afectaría a la seguridad del sistema, resultando en una mayor aplicación de redespachos por precaución. La limitación es un incentivo a la declaración correcta de desgloses.

Se ha valorado considerar un incremento de la tolerancia propuesta por el operador del sistema (0,1 MWh), al menos, para los horizontes posteriores al PDVP, que son los más perjudiciales para los sujetos, ya que los volúmenes negociados son mucho menores que tras el mercado diario y, sin embargo, la limitación aplica a la totalidad de su programa. Sin embargo, se ha rechazado la posibilidad por no poder anticipar el impacto que podría tener sobre la seguridad. Debe tenerse en cuenta que, aunque los volúmenes negociados en mercado intradiario sean pequeños, se permite que el desglose modifique el reparto por unidad física de la totalidad del programa.

En cuanto a las instalaciones híbridas compuestas por distintas tecnologías, el impacto no sería el mismo, dado que todas las unidades físicas estarán conectadas al mismo nudo de la red y, por tanto, se resolvería en este caso la congestión redespachando a la unidad de programación en su conjunto.

En cuanto a la posibilidad de desglose incorrecto en los arranques, se considera que la problemática planteada por los sujetos es casual, no tiene un fuerte impacto que requiera acción inmediata, además, mejorará con la implantación de la programación cuartohoraria en todos los segmentos de mercado (diario e intradiario). Se opta, por tanto, por mantener la redacción vigente, pudiendo volver a valorarlo más adelante.

A tal fin, se ha incorporado en la resolución un mandato al operador del sistema para que presente datos del impacto de las limitaciones, así como una valoración de la posibilidad y el coste de implementar medidas que puedan mitigar este impacto (por ejemplo, sustituir la limitación por una penalización económica o la implementación de un desglose por defecto para los cambios de programa posteriores al PDVP, es decir, pequeños y cercanos a tiempo real).

6.3.5 Aclaraciones de detalle solicitadas por los sujetos

En relación con el siguiente párrafo del Anexo II del P.O.3.1:

“Asimismo, las instalaciones a las que les sea de aplicación un régimen retributivo específico que normativamente requiera de una medida de cumplimiento individualizado no podrán constituirse como instalación híbrida en los términos definidos en el párrafo anterior.”

Varios sujetos solicitan aclaración sobre el alcance de la disposición, en concreto, si pretende afectar solo a la operativa de las unidades en el mercado o si se pretende impedir la hibridación de las instalaciones con régimen retributivo específico. Se aclara en el texto del procedimiento que el alcance se limita al proceso de programación, es decir, queda fuera del ámbito del P.O.3.1 regular la hibridación, por lo que lo dispuesto en dicho procedimiento no puede impedir la hibridación de instalaciones con un régimen retributivo específico. No obstante, se exige que la parte de la instalación objeto de régimen retributivo específico opere con una unidad de programación diferenciada cuando así lo requieran las condiciones de cumplimiento individualizado que le sean impuestas por la regulación aplicable a su régimen retributivo.

Otro sujeto solicita aclaración sobre la obligatoriedad de oferta de la generación en restricciones, en particular, en el caso de instalaciones híbridas. De acuerdo con el texto del apartado 4.2.1 del P.O.3.2, la obligación de oferta aplica a la totalidad de la potencia máxima disponible, siendo dicha potencia el valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en la unidad de programación. Con esta redacción se podría estar imponiendo una oferta de energía por encima de la capacidad real de evacuación de la instalación, lo que podría conllevar ofertas a precio máximo. A este respecto, se han introducido varias mejoras de redacción en el procedimiento, en concreto, se modifica la definición de potencia máxima para la operación, en línea con la adaptación de esta definición en el P.O.3.1 (ver apartado 6.3.3 de esta memoria), se incorpora una definición de potencia máxima de las instalaciones de demanda y se elimina la referencia a la capacidad máxima de potencia activa.

Algunos sujetos comentan que el uso del concepto unidad de producción en los procedimientos resulta confuso. En particular, un sujeto apunta que la utilización de este concepto en los procedimientos no es acorde con su definición en el glosario de términos del operador del sistema, el cual no incluye al almacenamiento en la referencia, mientras que los procedimientos parecen entender que sí está incluido. Aclarar a este respecto que el glosario de términos no es parte de la regulación, está publicado en la web con efectos informativos y procede de una Orden de 29 de diciembre de 1997, por lo que podría no estar convenientemente adaptado a la hibridación de tecnologías. No se considera necesario ni conveniente revisar todo el texto de los procedimientos, ya que el término aparece repetidamente en diversos procedimientos incluso no incluidos en este paquete. No obstante, se insta al operador del sistema a mejorar la redacción en futuras revisiones de estos textos.

Por último, ante los comentarios de indeterminación en la aplicabilidad del apartado 2.3 del Anexo II del P.O.3.1, sobre configuración de las unidades de programación de almacenamiento y unidades de programación híbridas con almacenamiento, se mejora la redacción para aclarar que, en el caso de instalaciones híbridas con almacenamiento, el requerimiento de establecer una unidad de programación de compra solo será de aplicación si el módulo de almacenamiento dispone de capacidad de carga de la red.

6.4 Tratamiento de la prioridad de despacho

En la versión de esta resolución y procedimientos anexos sometida a trámite de audiencia, se proponía 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 alineaba 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 energía⁴. 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 la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, en el mismo sentido propuesto para el P.O.3.2.

La CNMC consideraba que esta modificación resultaría 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 incorporó en el texto que se sometió a trámite de audiencia a los efectos de permitir a los sujetos formular comentarios; no obstante, se advertía que la aplicación podría quedar condicionada a la materialización de la enmienda del Real Decreto 413/2014.

A este respecto, se han recibido comentarios contradictorios por parte de los sujetos: mientras algunos sujetos argumentan que no se debe retirar la prioridad a las instalaciones renovables no gestionables, puesto que de ello derivaría un incremento significativo del vertido de energía renovable primaria no almacenable, otros sujetos proponen órdenes de prelación con más escalones, dando prioridad a unas tecnologías renovables frente a otras. Otros sujetos alegan que se debe retirar toda prioridad de despacho, en línea con lo previsto en la Directiva (UE) 2019/944 y el Reglamento (UE) 2019/943 (artículo 12), los cuales solo contemplan la prioridad como una posibilidad para instalaciones de pequeño tamaño o con cierta antigüedad en el sistema.

⁴ <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=595>

Al respecto del Reglamento (UE) 2019/943, conviene aclarar que no sería su artículo 12 el más relevante en el ámbito del P.O.3.2, ya que dicho artículo trata de las condiciones de prioridad en el mercado, es decir, de la posibilidad de despachar centrales generadoras con arreglo a criterios diferentes del orden económico de las ofertas. El P.O.3.2 no trata del despacho en mercado, sino de la aplicación de redespachos con posterioridad al despacho económico del mercado, por parte del operador del sistema para la resolución de restricciones técnicas. El artículo relevante en ese ámbito sería el 13, que en su apartado 6 establece las condiciones de prioridad en caso de congestión en términos que otorgan prioridad a la producción renovable en la retirada de generación por congestión (restricciones a bajar), por delante de la cogeneración, y ésta a su vez por delante de otro tipo de producción. No introduce diferencias este artículo del reglamento basadas en el tamaño de las instalaciones o en la fecha de puesta en marcha; tampoco distingue entre renovable gestionable y no gestionable, esta distinción adicional la introduce el Real Decreto 413/2014.

La regulación europea deja la determinación de la prioridad en manos del estado, por lo que la CNMC considera que esta Resolución debe someterse a lo dispuesto en la regulación nacional, y en particular, en el Real Decreto 413/2014. La intención de esta Comisión al proponer la modificación de la prelación era únicamente adaptar el texto del P.O.3.2 a la nueva redacción propuesta para el Real Decreto. Sin embargo, la norma no ha sido finalmente modificada con antelación a la revisión del P.O.3.2. Por tanto, el procedimiento mantendrá de momento su redacción original, aunque se prevé en el texto el respeto a la formulación que incorpore el Real Decreto.

6.4.1 Impacto de la hibridación y el almacenamiento en la prioridad de despacho

En respuesta a los comentarios recibidos, se mejora la redacción del apartado 6.1.3 del P.O.3.2 en relación con el tratamiento del almacenamiento y las instalaciones híbridadas con almacenamiento. En general, el almacenamiento no hibridado es considerado del mismo modo que las instalaciones de producción no renovables, igual que sucede con el bombeo. No goza, por tanto, de ningún tipo de prioridad de despacho. Téngase en cuenta que no puede determinarse la naturaleza de la energía almacenada.

Respecto al caso de unidades de programación híbridadas, se especifica en el procedimiento que *“el orden de prioridad de despacho vendrá determinado por el tipo de producción más desfavorable entre los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la compongan”*. Varios sujetos solicitan que se aclare esta disposición. En concreto, cuál sería el impacto de la hibridación con un almacenamiento para una instalación renovable no gestionable, es decir, si mantendría el estatus prioritario o adquiriría el estatus de renovable gestionable o incluso perdería toda prioridad por serle aplicable el estatus del almacenamiento.

Se aclara en el procedimiento 3.2 que la hibridación con un almacenamiento con capacidad de carga de la red implicaría la consideración de no renovable, ya

que, al igual que en el caso del almacenamiento no hibridado, no puede a priori determinarse el carácter renovable o no de la energía consumida por la batería, por lo que no puede dársele prioridad.

Algunos sujetos alegan en contra del criterio de considerar la tecnología más desfavorable (con menor prioridad) a la hora de aplicar redespachos y limitaciones a las unidades de programación híbridas, lo que aplica a la hibridación con almacenamiento, pero también entre tecnologías de generación de distinta naturaleza (por ejemplo, cogeneración más fotovoltaica). Solicitan que se realice una gestión dinámica de los distintos módulos que las componen, lo que vendría a implicar programación por unidad física o incluso más allá, por módulo, en el caso de instalaciones de menor tamaño. O, alternativamente, que se les permita establecer configuraciones a la carta de sus unidades de programación, de modo que pudieran crear una unidad para los módulos sin prioridad y otra para los módulos que sí gozan de ella. Ambas opciones fueron descartadas por el operador del sistema por introducir complejidad en la operación, así como en el control de la capacidad de acceso, y para evitar la multiplicación del número de unidades, a lo que hay que añadir que otros sujetos preferirían evolucionar en sentido contrario, agregando sus unidades en otras de mayor envergadura.

A este respecto, se han considerado alternativas, como determinar que la tecnología de la unidad de programación es la correspondiente al módulo de mayor potencia instalada, o considerar la instalación como renovable si la potencia de esta naturaleza supera el 50% de la potencia total de la instalación, etc. Ninguna de estas opciones proporciona un resultado satisfactorio para todas las casuísticas posibles de hibridación, dada la multitud de combinaciones y pesos por tecnología posibles; se podría dar tanto el caso de privar de prioridad a energía producida con fuentes renovables como todo lo contrario: dar prioridad a energía no renovable.

En cuanto a la posibilidad de establecer una gestión dinámica de los módulos de generación, si bien no se considera adecuado forzar la introducción de complejidad en los sistemas en este momento de intenso trabajo para la implementación de los códigos de red, con fechas límites que cumplir, la CNMC considera que será necesario llevar a cabo un posterior análisis de impacto y alternativas, buscando la optimización en los procesos y en el uso de los recursos. El análisis iría más allá de permitir la creación de distintas unidades de programación para una misma instalación híbrida, como solicitan algunos sujetos, ya que esto resolvería la casuística de las hibridaciones de generación, pero no del almacenamiento. Se considera, por ejemplo, que podría ser un ejercicio provechoso analizar la posibilidad de potenciar desarrollos tecnológicos que proporcionen una trazabilidad del origen de la energía generada o consumida, tal que permitiera certificar su origen renovable para ser considerado en el establecimiento de la prioridad aplicable a la resolución de congestiones.

Con este objetivo, la resolución incorpora un requerimiento al operador del sistema para que analice procedimientos alternativos tras conocer el impacto del que ahora se aprueba, así como disponer de una mejor visión de las

configuraciones híbridas y su comportamiento en el mercado y los servicios de operación. Igualmente, desde esta Comisión se insta a los promotores de instalaciones híbridas y de almacenamiento, así como a las empresas tecnológicas, a diseñar y proponer, proyectos piloto o de demostración regulatoria que permitan poner en valor la innovación tecnológica y sus aplicaciones en el ámbito de la operación del sistema eléctrico.

6.5 Establecimiento de precios máximos/mínimos de oferta (P.O.3.2)

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.

Esta iniciativa ha provocado reacciones contrapuestas en los sujetos del mercado, mientras los consumidores que soportan el coste se muestran favorables, otros sujetos se oponen con argumentos como que requiere regulación de mayor rango o que podría ser un desincentivo para la inversión en flexibilidad y el desarrollo de los mercados locales, y proponen medidas alternativas, como intensificar la supervisión o fomentar la contratación de largo plazo para resolver restricciones estructurales (sistemáticas) para cuya resolución se disponga de un bajo nivel de competencia. Aclarar a este respecto que la implementación de límites de precio se plantea como una opción, cuyas condiciones de aplicación e implementación deberían ser posteriormente desarrolladas, garantizando que no suponga una barrera a la inversión. La opción de estos límites se plantea como una alternativa para situaciones en las que no se disponga de otra herramienta para conseguir un funcionamiento eficiente del mercado, ya que la evolución del nivel de competencia y la estructura de la oferta en los mercados zonales no puede ser anticipada.

6.6 Otros aspectos surgidos en el trámite de audiencia

6.6.1 Observabilidad de los gestores de redes de distribución

Varios sujetos solicitan un mayor acceso a la información de operación de la que dispone el operador del sistema por parte de los gestores de las redes de distribución, tanto de datos estructurales como operativos (telemidas). Esta cuestión es recurrente en los trámites de audiencia de procedimientos de operación. A este respecto, cabe recordar que está pendiente de aprobación la Orden para implementación del artículo 40.5 de la Directriz sobre la gestión de

la red de transporte de electricidad⁵ donde se contemplaba que los gestores de redes de distribución pudieran disponer de la información relativa a las instalaciones en servicio conectadas a su red observable⁶.

6.6.2 Inicio de aplicación

Se han recibido comentarios del operador del sistema solicitando el establecimiento de un plazo adecuado para la implementación de determinados aspectos específicos que se ven modificados con la aprobación de este conjunto de procedimientos de operación y que requieren adaptaciones en los sistemas informáticos. Se prevén plazos a este respecto en el Resuelve de la presente resolución.

6.6.3 Unidades de programación UGH

Un sujeto sugiere la eliminación de las unidades de tipo UGH, por considerar que se trata de unidades administrativas que empiezan a generar dificultades de gestión y que las instalaciones asociadas podrían ser gestionadas con la misma eficiencia mediante el tipo de agrupación previsto para otras tecnologías renovables.

El objeto que perseguían las UGH en origen era permitir que las instalaciones hidráulicas cuya producción está condicionada por un flujo común pudieran ser ofertadas en mercado y programadas como un conjunto, a diferencia del resto de tecnologías, que eran ofertadas y programadas como unidades físicas independientes. La singularidad de las UGH disminuyó con la llegada de otras tecnologías renovables también con características fluyentes (eólica y solar), para las que se estableció la posibilidad de operar con unidades de programación de mayor agregación (por sujeto y tecnología), sin condicionantes geográficas (flujo común) o administrativas (cuenca hidrográfica). No obstante, las UGH se mantuvieron, por su utilidad en otros ámbitos de gestión hidráulica (gestión de cuencas, cálculo del canon hidráulico, etc.) y para mantener la visibilidad del comportamiento de la oferta hidráulica en el mercado. Ahora, con la llegada de la hibridación, una instalación hidráulica podrá hibridar (siempre que esto sea autorizado en el ámbito correspondiente) con otra tecnología, que pasaría a formar parte de la UGH sin estar condicionada por el flujo hidráulico.

⁵ Que fue objeto del Acuerdo de la CNMC, de 21 de noviembre de 2019, por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. Expediente nº: IPN/CNMC/017/19

⁶ La propuesta de Orden citada definía como red observable de un gestor de redes de distribución aquella constituida por todas aquellas instalaciones cuya topología y medida de variables de control deban ser conocidas en tiempo real por dicho gestor para operar de manera adecuada su red, y para efectuar con la suficiente precisión los estudios de seguridad en todos los horizontes temporales

Si bien esta Comisión considera que el proceso de autorización de las UGH puede suponer una innecesaria barrera a la representación, no se considera oportuno eliminar dichas unidades en este momento, porque tal decisión tendría un impacto elevado en varios ámbitos (eléctrico e hidráulico). No obstante, se realizará un seguimiento de la evaluación de hibridación de estas tecnologías con el fin de dar asegurar que no existe una pérdida de transparencia en el diseño adoptado.

Debe tenerse en cuenta, no solo respecto a las UGH, sino en general, en relación con todo el desarrollo que aprueba la presente Resolución, que el impacto de la hibridación de tecnologías no puede ser anticipado. La regulación de este concepto a través de la Ley 24/2013 y normas de desarrollo, así como de ámbito europeo (por ejemplo, los códigos de red de conexión), no establecen unos límites a su desarrollo, en términos de combinaciones posibles y volúmenes admisibles, y hay cuestiones pendientes de definición, razón por la cual, entre otras, están siendo revisados los códigos de red de conexión. Por tanto, la regulación de detalle de la operación del sistema y el mercado tendrá que ser adaptada posteriormente a las necesidades que vayan surgiendo con el avance de la transición y los cambios que disponga la regulación de rango superior.

6.6.4 Uso de precios negativos en las ofertas de restricciones

El P.O.3.2 dispone que las ofertas de energía al proceso de resolución de restricciones técnicas podrán incorporar precios negativos “*en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión*”. Un sujeto solicita que se otorgue libertad de uso de precios negativos, eliminando la condición de precio negativo en mercado diario o intradiario. Alega el sujeto que cuando el precio de mercado diario es bajo, resulta probable que los ajustes en los mercados subsiguientes sean a precio negativo.

Esta Comisión no considera necesario prescindir en este momento de una limitación que se implementó para evitar costes excesivos en los mercados locales de restricciones, ya que, en estos momentos, los precios negativos son todavía escasos en los mercados diario e intradiarios de subastas. Sí se observan precios negativos de forma recurrente en el mercado intradiario continuo, pero viene motivado por las condiciones de sistemas externos, que no deberían influir en el horizonte y zonalidad de las restricciones técnicas.

6.6.5 Pruebas de habilitación (P.O.3.8)

En el trámite de audiencia se han recibido varios comentarios relativos a las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema que regula el P.O.3.8.

En primer lugar, varios sujetos solicitan que se permita a las instalaciones de los grupos b.6⁷ y b.8⁸ que define en el Real Decreto 413/2014, superar las pruebas del procedimiento con una potencia máxima equivalente al 75% de la potencia que se les ha concedido en el permiso de acceso y conexión a la red. Alegan los sujetos que, con el procedimiento actual, las plantas de biomasa no están pasando las pruebas de habilitación porque se les exige generar la potencia instalada, que representa un valor superior a la potencia neta que la instalación puede proporcionar. Tras analizar la cuestión y consultar al operador del sistema, esta Comisión no considera que exista un problema recurrente a este respecto, ya que, no consta rechazo en las habilitaciones de biomasa, salvo un caso particular que no justifica la excepcionalidad de la norma.

Un sujeto solicita que se simplifiquen las condiciones de repetición de las pruebas de habilitación para la prestación del servicio de regulación secundaria en el caso de unidades de programación híbridas que cuenten con alguna unidad física ya habilitada. En estos casos, el procedimiento exige que la unidad de programación a la que se incorpora el nuevo módulo de generación pase las pruebas de nuevo de manera conjunta. El sujeto considera que esto constituye un obstáculo al fomento de la hibridación y sugiere que se permita la realización de las pruebas de manera individual únicamente a las unidades físicas que no las hubieran superado previamente. A este respecto, no se constata la existencia de una barrera que justifique la particularización. Los criterios de repetición de pruebas son homogéneos para todas las unidades e instalaciones, hibridadas o no; se exige la superación por el conjunto de la unidad de programación porque es dicha agrupación la que provee el servicio; y, en todo caso, el procedimiento ya dispone unos umbrales de incorporación de potencia a la unidad por debajo de los cuales no se exige la repetición de las pruebas.

Otro sujeto pone de manifiesto una posible problemática por la convivencia simultánea de varias versiones del P.O.3.8 en proceso de implantación (Resolución de la CNMC de 16 de marzo de 2023) y/o de tramitación (presente resolución y propuesta de modificación de procedimientos para la conexión a las plataformas de balance MARI y PICASSO). En particular, indica que la propuesta para las plataformas introduce alguna modificación en los requisitos para la hibridación, en concreto, modifica los requisitos bajo los cuales es obligatorio repetir las pruebas de control para instalaciones que hibriden (apartado 4.1) y solicita aclaración sobre cómo proceder a este respecto en el periodo transitorio entre ambas versiones del procedimiento. Tras consultar con el operador del sistema, se considera oportuno evitar el conflicto incorporando en esta versión del P.O.3.8 el cambio de redacción propuesto, el cual ha sido ya consultado por el operador del sistema en el ámbito del balance sin que haya sido objeto de

⁷ Grupo b.6 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes [...].

⁸ Grupo b.8 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal.

controversia. De este modo, la eliminación de la última frase del apartado 4.1, evita la incorporación temporal de un requisito innecesario.

Un sujeto solicita una adaptación del apartado 4.2 del P.O.3.8 para el caso de instalaciones híbridas con almacenamiento, con el objeto de evitar que dicha instalación tenga que repetir las pruebas de control de producción para demostrar que el almacenamiento es capaz de responder a consignas. En la misma línea de lo respondiendo más arriba, no se considera conveniente establecer particularidades para ciertas instalaciones o configuraciones, puesto que la casuística podría ser elevada. Se podrá revisar el procedimiento con posterioridad si se constatan barreras en la práctica.

Se han recibido varios comentarios solicitando que se especifique con mayor detalle el tratamiento en las pruebas y los criterios de repetición frente a cambios de configuración de unidades asociadas a demanda proveedora de servicios (número de CUPS, cambio de comercializador, potencia contratada, etc.). A este respecto, no se considera necesario modificar el procedimiento, en primer lugar, porque no sería posible anticipar toda la casuística que puede surgir, dada la falta de experiencia con la respuesta de la demanda. No obstante, hay que aclarar que no se pretende exigir la repetición ante cualquier cambio relativo a los puntos de suministro, sino asociado al volumen de la potencia habilitada para el servicio.

Un sujeto solicita confirmación de que las pruebas para la validación de mínimo técnico previstas en el apartado 7.1 del P.O.3.8 son potestativas y no obligatorias para las instalaciones de producción, incluyendo hibridaciones e instalaciones de almacenamiento. A este respecto, se señala que las pruebas para la validación de mínimo técnico tiene carácter obligatorio en los supuestos que establece el citado apartado 7.1, esto es, en caso de instalaciones que deseen proveer servicios y requieran modificar a la baja su valor de mínimo técnico.

7. MEJORAS DE REDACCIÓN Y CORRECCIÓN DE ERRATAS

Se corrigen erratas en el P.O.14.4, en concreto: se eliminan siglas obsoletas (OS=oferta simple, etc.) en los apartados 18.1, 18.5, 18.6, 18.8, 19.1, 19.3, 19.4, 19.6, 19.9 y 19.10; se añade un signo menos en las fórmulas de los apartados 18.1.1, 19.1.1 y 19.10, en coherencia con la naturaleza de obligación de pago; se eliminan sumatorios en los apartados 18.1.1 y 19.1.1, por ser redundantes con la aplicación horaria de la fórmula; se unifica la nomenclatura para la energía de restricciones al PDBF a bajar en los términos de los apartados 18.4, 18.5 y 18.6; se corrige la redacción del primer párrafo del apartado 18.6 y 18.7 para evitar errores de interpretación; se añaden paréntesis perdidos en las fórmulas de los apartados 18.8, 19.9 y 19.10; se eliminan referencias erróneas a periodos horarios en los apartados 19.1, 19.1.1, 19.9 y 19.10; se sustituye el término TGB (bajar) por TGS (subir) en el apartado 19.10; y se sustituye la referencia al apartado 19.11 por 19.10 en el apartado 19.11.

Por último, de conformidad con los comentarios recibidos del operador del sistema en el trámite de audiencia, se ha modificado la redacción de los apartados 18.7 y 18.8 del P.O.14.4, para eliminar la posibilidad de que puedan resultar derechos de cobro por los incumplimientos de las asignaciones por restricciones, garantizando con la nueva redacción una penalización efectiva del mismo orden que la aplicable a los incumplimientos de energías de balance (20%).

Para evitar indefinición, se añade al apartado 7.1 del P.O.3.2 el tratamiento a la casuística posible de igualdad de coste entre varios grupos térmicos para solventar restricciones por insuficiencia de reserva a subir, en cuyo caso se programarán los grupos de menor a mayor coste de programación a mínimo técnico.

8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA RESOLUCIÓN

En relación con los dos cambios más relevantes que introducirán los procedimientos, se considera que estos permitirán la participación de la demanda y el almacenamiento en el servicio de restricciones, así como la hibridación de tecnologías, todo ello en línea con los compromisos de transición energética y en cumplimiento de la regulación europea. Asimismo, la adaptación de las ofertas de restricciones, y la mayor competitividad derivada de la entrada de la demanda, introducirán eficiencia en los procesos.

La propuesta puede tener impacto en la supervisión del mercado y los servicios al sistema, por cuanto se prevé la oferta agregada de distintas tecnologías, en función de la evolución de la hibridación con tecnologías marginales.

En cualquier caso, con el fin de minimizar el posible impacto sobre los mercados de energía (diario e intradiario), de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.3.1, cabría valorar la eliminación de la actual equivalencia entre unidad de programación y de oferta, lo que tendrá que debatirse en el ámbito de las reglas del mercado. Adicionalmente, también según lo indicado en el apartado mencionado, se la ha solicitado al operador del mercado que inicie un proceso de debate interno y con los sujetos interesados para determinar el mejor modelo de integración de la hibridación en sus segmentos de mercado, al margen del modelo elegido para los segmentos de operación del sistema, que no ponga en riesgo la capacidad de supervisión del funcionamiento del mercado.