



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN
POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES
APLICABLES A LOS SERVICIOS DE NO
FRECUENCIA Y OTROS SERVICIOS PARA LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
PENINSULAR ESPAÑOL**

8 de septiembre de 2022

DCOOR/DE/009/20

Índice

1. OBJETO	3
2. CONTEXTO REGULATORIO APLICABLE	4
2.1 Regulación de ámbito europeo	4
2.2 Regulación de ámbito nacional	13
3. OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN	15
4. ANÁLISIS JURÍDICO Y COMPETENCIAL	16
5. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA Y SU TRAMITACIÓN	18
6. ANÁLISIS TÉCNICO	19
6.1 Servicios de ajuste bajo el ámbito de estas Condiciones	20
6.1.1 Marco de los servicios de ajuste	20
6.1.2 Servicios de no frecuencia	22
6.1.3 Alcance de las restricciones técnicas	24
6.2 Consideración general sobre el contenido de las Condiciones	26
6.3 Carácter de los servicios y régimen retributivo	28
6.3.1 Opciones para el diseño de los servicios al sistema	29
6.3.2 Propuesta del operador del sistema	31
6.4 Valoración del diseño propuesto para cada servicio	34
6.4.1 Servicio de control de tensión	34
6.4.2 Servicio de arranque autónomo	43
6.4.3 Restricciones técnicas	44
6.5 Sobre la repercusión del coste de los servicios	47
7. CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LAS CONDICIONES POR LA CNMC...	47
7.1 Con carácter previo al trámite de audiencia pública	47
7.2 Tras el trámite de audiencia pública	50
8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA RESOLUCIÓN	52
8.1 Servicio de control de tensión	52
8.2 Servicio de arranque autónomo	54
8.3 Participación de la demanda en restricciones técnicas	54

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBAN LAS CONDICIONES APLICABLES A LOS SERVICIOS DE NO FRECUENCIA Y OTROS SERVICIOS PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

1. OBJETO

El objeto de esta resolución es aprobar 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).

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.

Estas 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 regulan las disposiciones nacionales de alto nivel de los servicios, cuyo detalle se desarrolla en los procedimientos de operación del sistema.

La revisión de este marco regulatorio permitirá la participación de la demanda, la agregación y las instalaciones híbridadas como nuevos proveedores de servicios de no frecuencia y restricciones técnicas, en línea con el plan de actuación¹ de la CNMC de “Promover la entrada de los nuevos agentes-servicios en los mercados energéticos”.

¹ Línea de actuación (71) del Plan de actuación de la CNMC. <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/plan-de-actuacion>

2. CONTEXTO REGULATORIO APLICABLE

En este apartado se identifica la regulación de ámbito europeo y nacional aplicable a las Condiciones SNF y se describe el alcance de su impacto sobre el contenido de éstas.

2.1 Regulación de ámbito europeo

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 (en adelante, la Directiva), define los servicios necesarios para la operación de la red de transporte o de distribución, incluyendo como servicios auxiliares los de balance y los de no frecuencia, a los que hay que añadir la gestión de congestiones. Esta Directiva determina los principios generales básicos aplicables a dichos servicios y, en particular, promueve la integración y participación de la demanda y el almacenamiento como proveedores de los servicios.

Las normas de la Directiva aplican a todos los gestores de redes, tanto de la red de transporte como de las redes de distribución. El artículo 40 de la Directiva establece las funciones de los gestores de la red de transporte y el artículo 31 regula las funciones de los gestores de las redes de distribución. Ambos tienen entre sus funciones la obtención de los servicios auxiliares que resulten necesarios para garantizar la seguridad operativa de sus redes.

Las Condiciones SNF (CSNF) a las que corresponde esta memoria, establecen el marco normativo español para los servicios requeridos por el gestor de la red de transporte. La regulación de los servicios equivalentes de los gestores de la red de distribución² deberá desarrollarse, en su caso, en el ámbito de la

² Considerando (61) Los gestores de redes de distribución han de integrar de manera rentable la nueva generación de electricidad, especialmente las instalaciones que generen electricidad procedente de fuentes renovables y consumos nuevos, como los consumos resultantes de las bombas de calor y los vehículos eléctricos. A tal fin, debe habilitarse a los gestores de redes de distribución, y deben recibir incentivos, para que utilicen los servicios de los recursos energéticos distribuidos, tales como la respuesta de demanda y el almacenamiento de energía, sobre la base de procedimientos de mercado, a fin de gestionar eficientemente sus redes y evitar costosas ampliaciones de la red. Los Estados miembros deben establecer medidas adecuadas, como los códigos de red y las reglas de mercado nacionales, y dar incentivos a los gestores de redes de distribución a través de tarifas de acceso a la red que no obstaculicen la flexibilidad ni la mejora de la eficiencia energética en la red. Los Estados miembros también deben presentar planes de desarrollo de la red para las redes de distribución a fin de fomentar la integración de las instalaciones que generan electricidad procedente de fuentes de energía renovables, facilitar el desarrollo de instalaciones de almacenamiento de energía y la electrificación del sector del

implantación de la Directiva y deberá tener en cuenta, entre otros, el futuro código de red de flexibilidad³, así como otros desarrollos regulatorios que puedan tener lugar, tanto en el ámbito europeo como nacional, relativos a mercados locales.

Al abordar las funciones de los gestores de redes de transporte (GRT), el artículo 40 de la Directiva establece, en su apartado 4, los principios que deben respetar los GRT en el proceso de provisión de servicios de balance, en los siguientes términos:

“4. En el desempeño de la tarea a que se refiere el apartado 1, letra i), los gestores de redes de transporte obtendrán servicios de balance con arreglo a lo siguiente:

*a) **procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado;***

*b) **la participación efectiva de todas las empresas eléctricas cualificadas y de todos los participantes en el mercado, incluidos los participantes en el mercado que ofrecen energía procedente de fuentes renovables, participantes en el mercado que presten servicios de la respuesta de demanda, operadores de las instalaciones de almacenamiento de energía y los participantes en el mercado que presten servicios de agregación.***

A efectos del párrafo primero, letra b), las autoridades reguladoras y los gestores de redes de transporte, en estrecha cooperación con todos los participantes en el mercado, establecerán los requisitos técnicos para la participación en esos mercados sobre la base de las características técnicas de tales mercados.”

El apartado 5 de ese mismo artículo 40 especifica que el apartado 4 arriba reproducido será igualmente de aplicación a la prestación de los servicios auxiliares de no frecuencia, a menos que la autoridad reguladora haya determinado que la prestación de servicios auxiliares de no frecuencia basada en el mercado no es eficiente en términos económicos y haya concedido una excepción:

*“5. **El apartado 4 será de aplicación a la prestación de servicios auxiliares de no frecuencia por los gestores de redes de transporte, a menos que la autoridad reguladora haya determinado que la prestación de servicios auxiliares de no***

transporte y ofrecer a los usuarios del sistema información adecuada sobre las ampliaciones previstas o las mejoras de la red, ya que en la actualidad dicho procedimiento no existe en la mayoría de los Estados miembros.

³ *Decisión de ejecución (UE) 2020/1479 de la Comisión, de 14 de octubre de 2020, por la que se establecen las listas de prioridades para la elaboración de directrices y códigos de red en lo que se refiere a la electricidad para el período 2020-2023 y al gas para 2020.*

frecuencia basada en el mercado no es eficiente en términos económicos y haya concedido una excepción. En particular, el marco jurídico permitirá a los gestores de redes de transporte adquirir tales servicios de suministradores de respuesta de demanda o de almacenamiento de energía y promoverán la adopción de medidas de eficiencia energética, cuando dichos servicios puedan mitigar de manera eficiente en términos de costes la necesidad de incrementar o sustituir la capacidad eléctrica y sustenten el funcionamiento eficiente y seguro de la red de transporte.”

Por último, el apartado 6 requiere ciertos estándares al proceso de aprobación de las especificaciones aplicables a los servicios de no frecuencia y su contenido:

“6. Los gestores de redes de transporte sujetos a aprobación por parte de la autoridad reguladora o la propia autoridad reguladora establecerán, a través de un **proceso transparente y participativo** que implique a todos los usuarios pertinentes de la red y a los gestores de redes de distribución, las especificaciones para los servicios auxiliares de no frecuencia obtenidos y, si procede, los productos normalizados del mercado para estos servicios, al menos a nivel nacional. En dichas especificaciones se garantizará la participación efectiva y no discriminatoria de todos los participantes en el mercado, incluidos los participantes en el mercado que ofrezcan energía procedente de fuentes renovables, los participantes en el mercado que presten servicios de respuesta de demanda, los gestores de instalaciones de almacenamiento de energía y los participantes en el mercado que presten servicios de agregación. Los gestores de redes de transporte **intercambiarán toda la información necesaria y se coordinarán con los gestores de redes de distribución** a fin de garantizar la utilización óptima de los recursos, velar por el funcionamiento seguro y eficiente de la red y facilitar el desarrollo del mercado. **Los gestores de redes de transporte recibirán una remuneración adecuada** por la obtención de tales servicios con el fin de **recuperar al menos los costes razonables** correspondientes, en particular los costes necesarios en materia de tecnología de la información y la comunicación, así como los costes de infraestructura.”

Por otra parte, el Artículo 59 de la Directiva establece las obligaciones y competencias de la autoridad reguladora, entre las que se encuentra la aprobación de los productos y procesos de contratación de servicios auxiliares de no frecuencia:

“7. Salvo en los casos en que la ACER sea competente para fijar y aprobar las condiciones o metodologías para la aplicación de códigos de red y las directrices en virtud del capítulo VII del Reglamento (UE) 2019/943 de conformidad con el artículo 5, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/942 debido a su carácter coordinado, **las autoridades reguladoras se encargarán de fijar o aprobar**, con la

*suficiente antelación respecto de su entrada en vigor, como mínimo **las metodologías nacionales utilizadas para calcular o establecer las condiciones para:***

a) la conexión y el acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y de distribución o sus metodologías; estas tarifas o metodologías permitirán realizar las inversiones necesarias en las redes de forma que quede garantizada la viabilidad de la red;

b) la prestación de servicios auxiliares, que deberá realizarse de la manera más económica posible y proporcionar incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo; dichos servicios auxiliares se facilitarán de manera justa y no discriminatoria y se basarán en criterios objetivos, y

c) el acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión.”

En la misma línea que la Directiva, el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (en adelante, el Reglamento), hace referencia en varias ocasiones a lo largo de su articulado, y especialmente en su capítulo de normas generales para el mercado de electricidad, a la participación de generación, demanda y almacenamiento en los mercados en condiciones de igualdad. En concreto, en su artículo 3 “Principios relativos a la operación de los mercados de la electricidad”, en sus puntos c), j) o m) se indica:

*“c) las normas del mercado facilitarán el **desarrollo de una generación más flexible, una generación sostenible con baja emisión de carbono y una demanda más flexible;** [...]*

*j) la generación, el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda seguros y sostenibles participarán en **condiciones de igualdad en el mercado**, en virtud de los requisitos establecidos en el Derecho de la Unión; [...]*

*m) las normas del mercado permitirán el **despacho eficiente** de los activos de generación, del almacenamiento de energía y de la respuesta de la demanda;”*

El Reglamento especifica poco más sobre los servicios auxiliares de no frecuencia. Se limita a reproducir los principios fijados por la Directiva, relativos a la prestación transparente y no discriminatoria de estos servicios, y a remitir a los códigos de red que a este respecto puedan ser establecidos por la Comisión Europea. Sin embargo, sí aborda con más detalle la prioridad de despacho y el proceso de aplicación de redespachos.

El Reglamento define en su artículo 2 el despacho prioritario como:

“20) «despacho prioritario»: por lo que respecta al modelo de autodespacho, el despacho de las centrales generadoras con arreglo a criterios diferentes del orden económico de las ofertas y, por lo que respecta al modelo de despacho centralizado, el despacho de las centrales generadoras con arreglo a criterios diferentes del orden económico de ofertas y de las limitaciones de la red, dando prioridad al despacho de determinadas tecnologías de generación;”

Y, en su artículo 12, sobre despacho de generación y respuesta de la demanda, establece las normas relativas a la prioridad de despacho. A grandes rasgos, reitera que el despacho de instalaciones de generación de electricidad y de respuesta de la demanda será no discriminatorio, transparente y, a menos que se disponga otra cosa en virtud del artículo 12, apartados 2 a 6, basado en el mercado. Los citados apartados 2 a 6 permiten a los Estados miembros decidir, bajo determinadas circunstancias, sobre la prioridad de las instalaciones de generación que utilicen energía procedente de fuentes renovables, siempre que la seguridad de la red lo permita y se trate de instalaciones con una capacidad eléctrica instalada de menos de 400 kW o de proyectos de demostración de tecnologías innovadoras.

Al igual que para el despacho prioritario, en relación con la aplicación de redespachos, el Reglamento aporta una definición en su artículo 2:

“26) «redespacho»: medida, incluida la reducción, activada por uno o varios gestores de redes de transporte o gestores de redes de distribución a través de la alteración de la generación, el diagrama de carga, o ambos, a fin de cambiar los flujos físicos del sistema eléctrico y aliviar una congestión física o asegurar de otra manera la seguridad del sistema;”

Y desarrolla posteriormente los principios de su aplicación en el artículo 13 en términos de no discriminación entre tecnologías, asignación mediante mecanismos de mercado y con compensación financiera:

*“1. El redespacho de la generación y el redespacho de la respuesta de la demanda se basarán en **criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios**. Estarán **abiertos a todas las tecnologías de generación, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda**, incluidos los operadores del mercado situados en otros Estados miembros, a no ser que sea técnicamente inviable.*

*2. Los recursos redespachados se seleccionarán entre las instalaciones de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta a la demanda **utilizando mecanismos de mercado, y tendrán compensación financiera**. Las ofertas de energía de balance utilizadas para el redespacho no establecerán el precio de la energía de balance.”*

Aunque el Reglamento permite la aplicación de redespachos no basados en el mercado, condiciona esta posibilidad al cumplimiento de ciertos supuestos:

“3.El redespacho de la generación, del almacenamiento de energía y de la respuesta de la demanda no basados en el mercado sólo podrán emplearse cuando:

*a) **no exista una alternativa** basada en el mercado;*

*b) **todos los recursos disponibles basados en el mercado hayan sido utilizados;***

*c) el número de instalaciones de generación de electricidad, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda disponibles sea demasiado bajo para **garantizar una competencia eficaz en la zona** donde estén situadas las instalaciones adecuadas para la provisión del servicio; o*

*d) la situación actual de la red eléctrica lleve a una **congestión tan regular y previsible** que el redespacho basado en el mercado daría lugar a ofertas estratégicas regulares que aumentarían el nivel de congestión interna y el Estado miembro afectado haya adoptado un plan de acción para hacer frente a estas congestiones o garantice que la capacidad mínima disponible para el comercio interzonal es conforme con el artículo 16, apartado 8.”*

Además, el mismo artículo 13, lista una serie de principios que deberán cumplirse cuando se haga uso de redespacho a la baja no basado en el mercado; así como las condiciones bajo las cuales podrá negarse una compensación financiera a los redespachos a la baja:

“6.Cuando se haga uso de redespacho a la baja no basado en el mercado, se seguirán los siguientes principios:

*a) **las instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables solo estarán sujetas a redespacho a la baja si no existe otra alternativa o si otras soluciones darían lugar a costes desproporcionados significativos o riesgos graves para la seguridad de la red;***

*b) la electricidad generada por un **proceso de cogeneración de alta eficiencia solo estará sujeta a redespacho a la baja si, aparte del redespacho a la baja de las instalaciones de generación de electricidad que utilizan fuentes de energía renovables, no existe otra alternativa o si otras soluciones darían lugar a costes desproporcionados o riesgos graves para la seguridad de la red;***

c) la electricidad autogenerada a partir de instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia que no alimente la red de transporte o distribución no podrá

ser objeto de un redespacho a la baja a menos que ninguna otra solución pueda resolver los problemas de seguridad de la red;

d) el redespacho a la baja con arreglo a las letras a), b) y c) deberá estar debidamente justificado de manera transparente; la justificación deberá incluirse en el informe al que se refiere el apartado 3.

7. Cuando se haga uso del redespacho no basado en el mercado, dará lugar a una compensación financiera por parte del gestor de red que solicite el redespacho al operador de la instalación de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda que sea objeto de redespacho, **excepto en el caso de los productores que hayan aceptado un acuerdo de conexión en el que no se garantice la entrega firme de energía. Esa compensación financiera será, como mínimo, igual al más elevado de los siguientes elementos o una combinación de ambos si la aplicación del más elevado de ellos da lugar a una compensación injustificadamente baja o injustificadamente elevada:**

a) los costes de funcionamiento adicionales causados por el redespacho, como los costes adicionales de combustible en caso de redespacho al alza, o el suministro de calor de apoyo en caso de redespacho a la baja de las instalaciones de generación de electricidad que utilicen cogeneración de alta eficiencia;

b) los ingresos netos procedentes de la venta en el mercado diario de la electricidad que la instalación de generación, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda habría generado sin la solicitud de redespacho; cuando se conceda ayuda financiera a instalaciones de generación de electricidad, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda sobre la base del volumen de electricidad generado o consumido, el apoyo financiero que se hubiera recibido sin la solicitud de redespacho se considerará parte de los ingresos netos.”

El Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, mediante el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (en adelante, el Reglamento SO), tal como indica en su objeto, establece, entre otras cosas: directrices detalladas sobre los requisitos y principios de la seguridad de la operación; las reglas y responsabilidades para la coordinación y el intercambio de datos entre los GRT (gestores de la red de transporte) y los GRD (gestores de la red de distribución), y entre los GRT o los GRD y los USR (usuarios significativos de la red -generación o demanda-), en la programación de la operación y próxima al tiempo real; y las reglas destinadas al establecimiento de un marco de la Unión para el control frecuencia-potencia y para las reservas.

Los principios que este Reglamento dispone para la seguridad de la operación deben ser respetados por la regulación nacional de los servicios para la

operación del sistema y, en particular, de los servicios de no frecuencia. Cabe destacar que el Reglamento SO define, bien directamente bien a través de las metodologías que lo desarrollan, aspectos tan relevantes como los estados de la red y las condiciones que los determinan, los indicadores de seguridad, los umbrales admisibles, las situaciones de contingencia, los tiempos de recuperación de la normalidad, los flujos de información, etc. Su mayor impacto sobre las Condiciones a las que se refiere esta memoria se encuentra en el servicio de control de tensión.

El Reglamento SO define el control de la tensión en su artículo 3 como:

“(21) «control de la tensión», las medidas de control manuales o automáticas en el nodo de generación, en los nodos terminales de las líneas de AC o los sistemas HVDC, en los transformadores, u otros medios, cuyo objetivo es mantener el nivel de tensión fijado o el valor de consigna de la potencia reactiva.”

Posteriormente, en los artículos 20 y siguientes, identifica el control de la tensión como una medida correctora utilizada por el GRT en la gestión de la red para garantizar la permanencia de dicha red en estado normal. De acuerdo con el artículo 22.1, los medios que puede utilizar para ello son:

“c) control de la tensión y gestión de la potencia reactiva por medio de:

i) cambios de tomas de los transformadores de potencia,

ii) conmutación de los condensadores y reactancias,

iii) conmutación de los dispositivos electrónicos utilizados para la gestión de la tensión y la potencia reactiva,

iv) instrucción a los GRD y USR conectados a la red de transporte de que bloqueen el control automático de la tensión y la potencia reactiva de los transformadores o de que activen en sus instalaciones las medidas correctoras contempladas en los incisos i) a iii) si el deterioro de la tensión pone en peligro la seguridad de la operación o amenaza con provocar un colapso de tensión en una red de transporte,

v) solicitud de variación de la salida de potencia reactiva o del valor de consigna de la tensión de los módulos de generación síncrona de electricidad conectados a la red de transporte,

vi) solicitud de cambio de la salida de potencia reactiva de los convertidores de los módulos de generación no síncrona de electricidad conectados a la red de transporte.”

También prevé este mismo artículo 22.1 la utilización de redespachos como medida correctora:

“e) redespacho de los usuarios conectados a la red de transporte o a la red de distribución dentro de la zona de control del GRT, entre dos o más GRT.”

A este respecto, pueden encontrarse más referencias a la utilización de redespachos a lo largo del texto del Reglamento SO, como por ejemplo en el artículo 55, sobre tareas de los GRT, o el artículo 78, sobre coordinación regional de la seguridad de la operación.

Ya en mayor detalle, el Capítulo 2 del Reglamento SO, que comprende los artículos 27, 28 y 29, establece las obligaciones de los GRT, GRD y USR en relación con el control de la tensión. A grandes rasgos, el GRT es responsable de controlar y mantener la tensión dentro de los rangos especificados, para lo que ha de coordinarse con el resto de los sujetos y darles las instrucciones necesarias. Las funciones del GRT incluyen llevar a cabo análisis periódicos de seguridad, garantizar la existencia de una reserva suficiente de potencia reactiva, acordar valores de consigna con los GRD conectados a la red de transporte y operar los recursos de potencia reactiva dentro de su zona de control. Los USR han de declarar al GRT sus capacidades de tensión y utilizarlas cuando sea pertinente para seguir los valores de consigna que les sean requeridos y participar así en el mantenimiento de la tensión dentro del rango acordado con su GRT. Para los GRD se establece, además de los acuerdos e intercambios de información con el GRT, que utilizarán sus recursos de potencia reactiva y podrán dar instrucciones de control de la tensión a los USR conectados a la red de distribución.

Conviene destacar, por su relevancia, los epígrafes 6 y 9 del artículo 29:

“6. Cada GRT tendrá derecho a usar todas las capacidades de potencia reactiva conectadas a la red de transporte disponibles en su zona de control para la gestión efectiva de la potencia reactiva y el mantenimiento de los rangos de tensión establecidos en el anexo II, cuadros 1 y 2, del presente Reglamento. [...]”

9. Cuando sea relevante para el control de la tensión y la gestión de la potencia reactiva de la red de transporte, el GRT podrá exigir a un USR conectado a la red de distribución, en coordinación con un GRD, que siga las instrucciones de control de la tensión.”

Todas estas disposiciones sobre el uso de las capacidades deben entenderse complementarias a los reglamentos de conexión y sus desarrollos nacionales:

- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
- Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda

- Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua

Estos reglamentos establecen los requisitos que han de cumplir las instalaciones para poder conectarse a la red. Determinan por tanto las capacidades mínimas de las que disponen las instalaciones para prestar servicios al sistema, las cuales variarán en función de las características tecnológicas y el momento de la conexión de cada instalación. No se analiza en detalle aquí el contenido de estos reglamentos porque su desarrollo queda fuera del ámbito de las Condiciones a las que hace referencia esta memoria, pero se citan porque sus disposiciones y las de las normas que los desarrollan han de ser igualmente tenidos en cuenta y respetados por dichas Condiciones.

Cabe citar también el Reglamento (UE) 2017/2196 de Comisión, de 24 de noviembre de 2017, mediante el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio. Este reglamento determina requisitos relativos a la gestión de la red por parte de los GRT, incluyendo las labores de coordinación con otros sujetos, las simulaciones y pruebas, así como las herramientas y equipos necesarios para salvaguardar la seguridad de la operación y garantizar una reposición fiable, rápida y eficaz de las redes de transporte interconectadas, después de un estado de emergencia o apagón. Entre otras cuestiones, aborda los términos y condiciones para la provisión del servicio de reposición que, de acuerdo con su artículo 4, han de ser propuestos por el GRT y aprobados por la autoridad reguladora nacional.

Por último, el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, fija directrices detalladas sobre la asignación de capacidad interzonal y gestión de las congestiones en los mercados diario e intradiario. Debe tenerse en cuenta por tanto en la resolución de congestiones mediante restricciones técnicas, al menos, en lo relativo a las congestiones transfronterizas. Sus desarrollos comprenden metodologías para la aplicación de redespachos, la determinación de precios de redespacho y el reparto de los costes correspondientes.

2.2 Regulación de ámbito nacional

El artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en redacción dada por el artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, refiere la existencia de los servicios de no frecuencia al establecer que la retribución de la actividad de producción incorporará entre otros conceptos estos servicios de ajuste. Asimismo, establece que esta Comisión 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:

“5. La retribución de la actividad de producción incorporará los siguientes conceptos:

a) La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario e intradiario. [...]

La energía eléctrica negociada a través de los mercados de contratación bilateral o física o a plazo [...].

*b) **Los servicios de ajuste, incluyendo los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.***

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 Ministerio para la Transición Ecológica determinará qué servicios de ajuste, excluyendo los de balance y los de no frecuencia, son necesarios para mantener la seguridad, continuidad y calidad de suministro.”

El artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, igualmente en redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, indica que esta Comisión establecerá las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico en los siguientes términos:

“Artículo 7. Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá las siguientes funciones en el ámbito del sector eléctrico y del sector del gas natural:

1. Establecer, mediante circulares dictadas de conformidad con el artículo 30 de esta ley, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética:

[...]

*c) **Las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.***”

En desarrollo de las disposiciones anteriores, 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, sentó las bases para la regulación de los servicios de balance y de no frecuencia necesarios para la operación del sistema eléctrico español, así como la resolución de congestiones a través de las restricciones técnicas, en sus artículos 19 *Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas*, 20 *Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales*, 21 *Gestión de la operación del sistema* y 22 *Emergencia y reposición del servicio*, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

No obstante, la Circular 3/2019, al haber sido tramitada en paralelo con la Directiva y el Reglamento europeos que definen los servicios de no frecuencia, así como el Real Decreto-ley 1/2019 que adecua las competencias de la CNMC, no desarrolla la clasificación y caracterización de los servicios que requiere la Ley 24/2013 antes citada. Esta carencia se solventará con las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, así como los procedimientos de operación que las desarrollan.

Por último, tanto el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica como el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, incluyen disposiciones referentes a los servicios de ajuste que ahora quedan bajo el ámbito de las Condiciones, por lo que dichas disposiciones, con la necesaria adaptación a la regulación antes citada, han sido incorporadas en el texto de Condiciones.

3. OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

Las autoridades reguladoras nacionales, cada una en el ámbito de sus competencias, deben realizar la adaptación de la normativa local a las disposiciones de los recientes desarrollos de la regulación de ámbito europeo y, en particular, a la Directiva (UE) 2019/944 y al Reglamento (UE) 2019/943, antes citados, que forman parte del paquete de energía limpia (CEP). En particular, es necesario abrir todos los servicios de ajuste a la participación de la demanda y el almacenamiento.

Como se ha explicado en el expositivo anterior, el Real Decreto-ley 1/2019 modificó la Ley 24/2013 y la Ley 3/2013, para otorgar a la CNMC ciertas competencias en el ámbito de la regulación de los servicios de balance y de no frecuencia. En particular, el artículo 14.5 de la Ley 24/2013 dio a esta Comisión el mandato de determinar los servicios de balance y de no frecuencia, así como establecer las bases para su provisión y funcionamiento.

En este contexto, la elaboración de unas Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia fue solicitada a REE por la CNMC mediante oficio de 22 de junio de 2020. Las Condiciones solicitadas tenían por objeto proporcionar a los servicios de no frecuencia, así como a las restricciones técnicas, una estructura regulatoria adecuada y coherente con los recientes desarrollos de la regulación europea, así como para dar cumplimiento al mandato del artículo 14.5 de la Ley 24/2013. Para ello, las Condiciones deben recopilar las disposiciones relativas al diseño de los servicios de no frecuencia y restricciones que se encuentran recogidos en otras normas de la regulación española no aprobadas por la CNMC y, adicionalmente, revisar todos aquellos aspectos que resulten necesarios para dar cumplimiento al CEP, o bien simplemente aprovechar el proceso para introducir mejoras en los servicios.

El formato como Condiciones aprobadas mediante resolución de la CNMC no viene impuesto ni por la regulación europea ni por las leyes nacionales. Se solicitó así para que la estructura regulatoria de los servicios de no frecuencia fuera semejante a la establecida para los servicios de balance, para los que el artículo 18 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, impone un documento de Condiciones relativas al balance, que fue aprobado por la CNMC en diciembre de 2019.

Se considera, por tanto, que la propuesta de REE es necesaria y oportuna, sin perjuicio de los comentarios sobre el detalle de su contenido que se formulan más adelante.

4. ANÁLISIS JURÍDICO Y COMPETENCIAL

El artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944 otorga competencias e impone ciertas obligaciones a las autoridades reguladoras nacionales en materia de desarrollo normativo. En particular, los apartados 1 y 7 de dicho artículo 59 establecen lo siguiente:

“Artículo 59 Obligaciones y competencias de la autoridad reguladora

1.La autoridad reguladora tendrá las siguientes obligaciones: [...]

d) aprobar productos y procesos de contratación de servicios auxiliares de no frecuencia; [...]

7.Salvo en los casos en que la ACER sea competente para fijar y aprobar las condiciones o metodologías para la aplicación de códigos de red y las directrices en virtud del capítulo VII del Reglamento (UE) 2019/943 de conformidad con el artículo 5, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/942 debido a su carácter coordinado, **las autoridades reguladoras se encargarán de fijar o aprobar**, con la suficiente antelación respecto de su entrada en vigor, **como mínimo**

las metodologías nacionales utilizadas para calcular o establecer las condiciones para: [...]

b) **la prestación de servicios auxiliares**, que deberá realizarse de la manera más económica posible y proporcionar incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo; dichos servicios auxiliares se facilitarán de manera justa y no discriminatoria y se basarán en criterios objetivos, y

c) el acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los **procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión**.

El artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en redacción dada por el artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que esta Comisión 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.

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

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, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado el 2 de diciembre de 2019. Esta Circular sentó las bases para la regulación de los servicios de balance y de no frecuencia necesarios para la operación del sistema eléctrico español, así como la resolución de congestiones a través de las restricciones técnicas, en sus artículos 19 *Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas*, 20 *Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales*, 21 *Gestión de la operación del sistema* y 22 *Emergencia y reposición del servicio*.

En términos de procedimiento, el artículo 5 de la citada Circular determina que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea en el ámbito de sus competencias. En este mismo sentido, el artículo 23 de la Circular regula el procedimiento de aprobación de las metodologías y procedimientos en el marco de las competencias

asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a propuesta de los operadores y aprobadas mediante resolución de la CNMC.

Así pues, compete al operador del sistema proponer los desarrollos regulatorios que resulten necesarios para los servicios a la operación del sistema y a la CNMC su aprobación, previo trámite de audiencia.

5. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA Y SU TRAMITACIÓN

La Resolución objeto de esta memoria consta de unos antecedentes de hecho, unos fundamentos de derechos y un resuelve. Los **Antecedentes de Hecho** describen el contexto en el que se aprueba la resolución, así como la sucesión de hechos que lo hacen posible. Los **Fundamentos de Derecho** recogen las disposiciones que determinan la habilitación competencial para su aprobación, así como la síntesis del alcance y contenido de las Condiciones que aprueba la resolución, el texto de las cuales va integrado como **Anexo** a la Resolución. También forman parte de los Fundamentos de Derecho las consideraciones de la CNMC a la propuesta de texto presentada por el operador del sistema, el análisis del resultado de la consulta pública llevada a cabo por esta Comisión y, en su caso, la justificación de los cambios introducidos por la CNMC en el texto de Condiciones. Por último, el **Resuelve** contiene la decisión de aprobación y establece la entrada en vigor de la nueva norma, así como su publicidad.

Las Condiciones SNF, por su parte, contienen una introducción, en la que se expone la motivación y el contexto legal que las enmarca, y cinco capítulos de articulado.

El **Capítulo 1 Consideraciones generales** consta de cinco artículos, en los que se describe el objeto y el alcance del documento de Condiciones, la coordinación de éstas con otra regulación aplicable del mismo o mayor rango legal, las definiciones relevantes para la comprensión del texto y los requisitos de datos e información necesarios para su implantación.

El **Capítulo 2 Servicios de no frecuencia** consta de otros cinco artículos, en los que se identifican y describen los servicios de no frecuencia, se establecen los requisitos para su provisión, las condiciones de su régimen retributivo y la liquidación. Se incluye asimismo un artículo específico de cada servicio al objeto de recoger sus particularidades.

El **Capítulo 3 Servicio de restricciones técnicas** consta de siete artículos, en los que, a grandes rasgos, se recopilan las disposiciones que al respecto de las restricciones contenía el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Ello sin perjuicio de que el texto se adapta a los nuevos requisitos de la regulación europea, como la participación de la demanda y el almacenamiento, así como a otros desarrollos normativos recientes, como la implementación nacional del artículo 40.6 del Reglamento

(UE) 2017/1485, la normativa para la implementación nacional del Artículo 40.5 del mismo Reglamento, y el acuerdo sobre el intercambio de información entre el OS y los Gestores de las Redes de Distribución (GRD), conforme al artículo 40.7 del Reglamento (UE) 2017/1485.

A grandes rasgos, en el articulado del capítulo 3 se describen el alcance del servicio de restricciones y el uso de los distintos medios a disposición del operador del sistema, se detalla el proceso de resolución, se establecen los requisitos para la provisión del servicio y las características de las ofertas, así como la retribución y liquidación del servicio.

El **Capítulo 4 *Suspensión y restauración de las actividades de mercado*** consta de un único artículo que refiere a las normas aplicables a la suspensión, restauración y liquidación en caso de suspensión de las actividades de mercado.

Finalmente, el **Capítulo 5 *Consideraciones finales*** aborda las cuestiones de la entrada en vigor de las Condiciones y su desarrollo de detalle mediante los procedimientos de operación del sistema.

Respecto a su tramitación, las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español han sido sometidas a dos procesos de consulta pública. En primer lugar, por el operador del sistema, entre el 8 de marzo y el 16 de abril de 2021 y, en segundo lugar, por la CNMC, por un periodo de 20 días hábiles. Todo ello, de acuerdo con lo indicado en el artículo 23 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Adicionalmente, durante la elaboración de esta propuesta, el operador del sistema organizó varios seminarios web en los meses de septiembre y octubre de 2020, en los que se presentó la propuesta a los sujetos interesados, al objeto de facilitar su comprensión, y se les dio la oportunidad de formular dudas y comentarios, participando así en su elaboración.

6. ANÁLISIS TÉCNICO

A lo largo de este análisis técnico, se van a discutir los aspectos más destacados de la propuesta presentada por el operador del sistema. En particular, se analizará y valorará la identificación de los servicios bajo el ámbito de estas Condiciones y su régimen de prestación y retribución, ya que son los aspectos específicamente requeridos a la CNMC por la Ley 24/2013. Se expone en esta Memoria la valoración de la propuesta recibida del operador del sistema, se justifican las modificaciones que, en su caso, haya introducido esta Comisión y se describen las posibles alternativas de diseño, al objeto de fomentar el debate y la participación de los sujetos interesados en el trámite de audiencia.

6.1 Servicios de ajuste bajo el ámbito de estas Condiciones

6.1.1 Marco de los servicios de ajuste

La regulación europea que se describe en el expositivo segundo de esta memoria clasifica los servicios necesarios para la operación del sistema como servicios auxiliares y gestión de congestiones. Los servicios auxiliares comprenden a su vez servicios de balance y los de no frecuencia. Estos servicios son definidos a través de los siguientes conceptos⁴:

48) «servicios auxiliares»: todos los servicios necesarios para la operación de la red de transporte o de distribución incluidos servicios de balance y servicios auxiliares de no frecuencia, pero no la gestión de congestiones;

49) «servicio auxiliar de no frecuencia»: un servicio utilizado por un gestor de la red de transporte o de distribución para el control de tensión en régimen permanente, inyecciones rápidas de corriente reactiva, inercia para la estabilidad de la red local, corriente de cortocircuito, capacidad de arranque autónomo y capacidad de funcionamiento aislado;

10) «balance»: todas las acciones y procesos, en todos los plazos, con que los gestores de redes de transporte garantizan, de manera continua, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido y la conformidad con la cantidad de reservas necesaria con respecto a la calidad exigida;

4) «congestión»: la situación en la que todas las solicitudes por parte de participantes en el mercado de comerciar entre zonas de red no pueden ser acogidas, pues afectarían significativamente a los flujos físicos sobre elementos de la red que no pueden acoger tales flujos;

26) «redespacho»: medida, incluida la reducción, activada por uno o varios gestores de redes de transporte o gestores de redes de distribución a través de la alteración de la generación, el diagrama de carga, o ambos, a fin de cambiar los flujos físicos del sistema eléctrico y aliviar una congestión física o asegurar de otra manera la seguridad del sistema.

La regulación española, por su parte, aporta una denominación general para los servicios necesarios para la operación del sistema como servicios de ajuste, distinguiendo entre servicios de balance, servicios de no frecuencia, restricciones técnicas y otros servicios para la seguridad, continuidad y calidad del suministro. Se incorporan las siguientes definiciones a las dadas por la regulación europea:

⁴ Puntos 48 y 49 del Artículo 3 de la Directiva (UE) 2019/944 y puntos 4, 10 y 26 del Artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Servicios de ajuste»: los servicios de ajuste comprenden el conjunto de servicios necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema⁵.

«Restricciones técnicas»: se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas⁶.

Respecto a los otros servicios para la seguridad, continuidad y calidad del suministro, la regulación no aporta una definición ni una clasificación de los mismos, solo son citados en el artículo 14.5 de la Ley 24/2013, en el que se especifica que *el Ministerio para la Transición Ecológica determinará qué servicios de ajuste, excluyendo los de balance y los de no frecuencia, son necesarios para mantener la seguridad, continuidad y calidad de suministro.*

Se ha obviado aquí el concepto de «Servicios complementarios» que recoge, entre otros, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, por considerar que dicho concepto resulta obsoleto e innecesario en el marco de la Directiva (UE) 2019/944, la Ley 24/2013 y la Circular 3/2019.

En conclusión, los servicios necesarios para la operación de la red pueden clasificarse como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Servicios necesarios para la operación de la red

Ley 24/2013	Directiva 2019/944		Ley 24/2014 y Circular 3/2019
Servicios de ajuste	Servicios auxiliares	Servicios de balance	Servicios de balance
		Servicios de no frecuencia	Servicios de no frecuencia
		-	Otros servicios para el suministro ⁷

⁵ No establece la regulación española una definición propiamente dicha de los servicios de ajuste. La que aquí se recoge se infiere del artículo 14.5 de la Ley 24/2013.

⁶ Definición vigente del concepto de restricciones técnicas, de acuerdo con el artículo 12.1 del Real Decreto 2351/2004.

⁷ Aunque la Directiva (UE) 2019/944 no prevé explícitamente la existencia de otros servicios auxiliares distintos de los de balance y de no frecuencia, se considera que la definición que da a los servicios auxiliares tampoco excluye esta posibilidad. Por dejarlo claro, los otros servicios a

	Gestión de congestiones	Restricciones técnicas
--	-------------------------	------------------------

El desarrollo regulatorio de los servicios de balance en España se lleva a cabo a través de la Circular 3/2019 de la CNMC, las Condiciones relativas al balance, aprobadas igualmente por la CNMC mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019 y los Procedimientos de Operación del Sistema. Destacar, en particular, el paquete de procedimientos de operación aprobado por Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019.

El objeto de las Condiciones que ahora se aprueban es completar el desarrollo de la Circular 3/2019, en relación con los servicios de ajuste cuya regulación es responsabilidad de la CNMC. En concreto, se pretende dotar a los servicios de no frecuencia y a las restricciones técnicas de una estructura regulatoria semejante a la de los servicios de balance. Quedan por tanto fuera del alcance de estas Condiciones otros servicios para mantener la seguridad, continuidad y calidad de suministro que puedan ser desarrollados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miterd), de acuerdo con lo previsto en el Ley 24/2013.

6.1.2 Servicios de no frecuencia

Determinar cuáles son los servicios de ajuste de no frecuencia que requiere el sistema eléctrico español y desarrollar las metodologías relativas a su prestación, incluyendo el régimen retributivo, corresponde a la CNMC, de acuerdo con el artículo 14.5 de la Ley 24/2013⁸ y el artículo 7 de la Ley 3/2013⁹. Esta función se ejercerá a través de las Condiciones objeto de esta memoria que, a su vez, desarrollan la Circular 3/2019 y son desarrolladas a través de los procedimientos de operación del sistema.

los que se refiere la última columna de la Tabla 1 quedan fuera del ámbito de la Circular 3/2019 y, por tanto, de las Condiciones SNF.

⁸ El artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en redacción dada por el artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece que esta Comisión 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.

⁹ El artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, relativo la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

Aunque no excluye la posibilidad de que pudieran definirse otros localmente, si ello tuviera sentido, la Directiva (UE) 2019/944 identifica como servicios de no frecuencia los siguientes: el control de tensión en régimen permanente, las inyecciones rápidas de corriente reactiva, la inercia para la estabilidad de la red local, la corriente de cortocircuito, la capacidad de arranque autónomo y la capacidad de funcionamiento aislado.

En el oficio remitido a REE por la CNMC el 24 de junio de 2020, mediante el cual se requería a ese operador la propuesta de unas condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia, esta Comisión especificaba que se debían incluir como tales aquellos servicios que a juicio de REE fueran necesarios en el sistema eléctrico español y que resultaran dentro del ámbito de la Circular /2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Se citaban en particular la resolución de las restricciones técnicas y el control de la tensión, con el objeto de garantizar que las Condiciones abordaran los servicios, ya existentes en el sistema eléctrico español, que no estaban bajo el ámbito de las Condiciones relativas a los servicios de balance.

La propuesta de Condiciones remitida por REE a la CNMC en junio de 2021 contempla, además de las restricciones técnicas, un único servicio de no frecuencia: el control de la tensión. Prevé, no obstante, la posibilidad de que puedan establecerse posteriormente otros servicios de no frecuencia en el sistema eléctrico español. Sin embargo, esta Comisión considera que pueden incorporarse ya ahora otros servicios de no frecuencia, de entre los previstos por la Directiva (UE) 2019/944, cuya implantación ha sido ya abordada y consultada por el operador del sistema eléctrico español. Nos referimos, en concreto, al servicio de arranque autónomo.

Mediante escrito de 18 de diciembre de 2018, REE remitió a la CNMC varias propuestas para la implementación del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (Reglamento ER):

- Términos y condiciones para ejercer de proveedor de servicios de reposición, de acuerdo con el artículo 4, apartado 2, letra b del Reglamento ER.
- Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado y Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado, según lo previsto en el artículo 4, apartados 2 (e) y 2 (f), respectivamente, del Reglamento ER.
- Medidas a implementar por los usuarios significativos de la red (USR) con arreglo al artículo 23, apartado 4, letra c del Reglamento ER.
- Usuarios de red significativos de alta prioridad referidos en el artículo 23, apartado 4, letra d del Reglamento ER. En este documento se indica que los criterios para la desconexión y reenergización de los usuarios significativos de red en el sistema peninsular español están establecidos en los planes de reposición.

- Comunicación de información relativa a los planes de emergencia y reposición del sistema peninsular español, de acuerdo con el artículo 4, apartado 5 del Reglamento ER.

Estas propuestas habían sido previamente sometidas a consulta pública por el operador del sistema e iban acompañadas de dos documentos con las respuestas del operador del sistema a los comentarios recibidos en dichos trámites de los sujetos interesados.

Dado que estas propuestas fueron anteriores a la publicación del paquete de energía limpia, que incluye la Directiva (UE) 2019/944 y el Reglamento (UE) 2019/943, así como a la efectividad de la adecuación de las competencias de la CNMC por el Real Decreto-ley 1/2019, se consideró en aquel momento que esta Comisión no disponía de las competencias necesarias para su aprobación. Por tanto, las citadas propuestas no fueron tramitadas, a excepción de las normas para la suspensión y liquidación en caso de suspensión de las actividades de mercado, cuya aprobación por la CNMC estaba ya prevista en el Reglamento (UE) 2017/2195 sobre el balance eléctrico. Esta metodología fue incorporada a las Condiciones relativas al balance a través de un nuevo procedimiento de operación 3.9.

Sin embargo, tras la publicación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario, así como el resto de normativa comunitaria citada en el párrafo anterior, esta Comisión es competente para aprobar, entre otros, los términos y condiciones para ejercer de proveedor de servicios de arranque autónomo (reposición). Esto es porque el servicio de arranque autónomo está explícitamente contemplado en la Directiva (UE) 2017/943 como servicio de no frecuencia. Siendo un servicio de no frecuencia, corresponde a la CNMC su regulación, de acuerdo con lo establecido por la Ley 24/2013 y la Ley 3/2013.

En conclusión, sin perjuicio de que pudieran establecerse otros en el futuro, **las Condiciones objeto de esta memoria crean el marco regulatorio para los servicios de no frecuencia de control de tensión y arranque autónomo en el sistema eléctrico peninsular español.**

6.1.3 Alcance de las restricciones técnicas

Adicionalmente a los servicios de no frecuencia, **las Condiciones objeto de esta memoria adaptan el marco regulatorio para la resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular español.**

Aunque en la Tabla 1 anterior se ha identificado la resolución de restricciones técnicas del sistema eléctrico español con la gestión de congestiones que prevé la Directiva (UE) 2019/944 como un elemento adicional a los servicios auxiliares, la equivalencia entre ambos conceptos no es exacta. El mecanismo de restricciones que prevé la Circular 3/2019 y regula el P.O.3.2 permite resolver algo más que las situaciones de congestión en la red. De acuerdo con la

definición de restricción técnica que recogen las Condiciones¹⁰, este servicio puede ser utilizado por el operador del sistema para resolver en general cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red que suponga un riesgo para la seguridad del sistema. Ello sin perjuicio de otros servicios de ajuste que, de acuerdo con el artículo 14.5 de la Ley 24/2013, pudieran ser establecidos por el Miterd.

Esta amplitud del concepto de restricciones no es algo nuevo, el mecanismo de resolución de restricciones ha sido utilizado habitualmente para resolver cuestiones como la falta de reserva o el control de la tensión. Este diseño no es el más adecuado, ya que la eficiencia se maximiza con productos y ofertas específicamente diseñados para la problemática que se pretenda resolver. Es por ello, que la Directiva prevé la creación de servicios específicos para resolver cada problemática, los cuales ya están siendo desarrollados o lo serán en los próximos años.

No obstante, **se considera adecuado mantener en estas Condiciones un concepto abierto del mecanismo de restricciones, más allá de la aplicación de redespachos o de la gestión de congestiones.** De este modo, se garantiza la disponibilidad de una salvaguarda para la seguridad del sistema, al menos temporalmente, mientras se desarrollen e implementen servicios específicos para la provisión de reserva o el control de tensión. Estaría también avalado por el artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943, el cual prevé el uso de los redespachos, que son la herramienta básica para la resolución de restricciones, tanto para aliviar una congestión física como para asegurar de otra manera la seguridad del sistema.

Por otra parte, los medios utilizados por el operador del sistema para resolver las restricciones son también diversos: modificación de los programas de unidades de programación mediante la aplicación de redespachos de energía, el establecimiento de limitaciones de programa, el uso de automatismos o modificaciones topológicas de la red de transporte. El uso de modificaciones topológicas de la red, automatismos, etc., viene avalado por el Reglamento (UE) 2017/1485, que recoge estas herramientas entre las medidas correctoras que puede aplicar el operador del sistema para operar la red.

A este respecto, las Condiciones contemplan como un medio para la resolución de restricciones el sistema de reducción automática de potencia, que regula el

¹⁰ Restricción técnica: cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte, de la red de distribución, del sistema eléctrico español o de los sistemas eléctricos vecinos que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente, requiera, a criterio técnico del operador del sistema (OS), del gestor de la red de distribución (GRD) o de los operadores de los sistemas eléctricos vecinos, la modificación de los programas de unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español mediante la aplicación de redespachos de energía, el establecimiento de limitaciones de programa mínimo, máximo, o ambos, sobre los programas de las unidades de programación o bien sobre los desgloses de programa de las unidades físicas que las componen, así como posibles modificaciones topológicas de la red de transporte que, actuando sobre los flujos de potencia activa o reactiva, permitan resolver dichas incidencias.

P.O.3.11, mediante la aplicación de automatismos que se predisponen en caso de previsión de incumplimiento de los criterios de seguridad tras una contingencia y se activan en caso de cumplirse la circunstancia prevista. Los criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos quedan fuera del ámbito de estas Condiciones, vienen establecidos en el PO11.2, aprobado por el Miterd, como autoridad competente en materia de conexión a la red, lo que aquí se regula es su uso en el ámbito de las restricciones y su efecto sobre la programación en caso de activación.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto, conviene aclarar por qué esta Comisión solicitó al operador del sistema que el título de las Condiciones no se refiriera a Restricciones Técnicas, sino a Otros Servicios para la Operación, dado que dicho título fue cuestionado por algunos sujetos durante el trámite de consulta pública del operador del sistema. En principio, el concepto es el mismo, no se pretende que tenga un alcance mayor, ni se prevé que se establezcan servicios adicionales a los previstos en la regulación de aplicación. La intencionalidad del título es simplemente buscar la armonización en el uso de los términos, entre la regulación local y la Directiva y los Reglamentos comunitarios, los cuales condicionan el desarrollo de la Ley 24/2013, la Circular 3/2019 y, en particular, estas Condiciones. El término de restricciones técnicas del sistema español no tiene una clara equivalencia unívoca en el ámbito europeo, puesto que, como se ha argumentado más arriba, engloba distintos conceptos.

6.2 Consideración general sobre el contenido de las Condiciones

Una vez determinados cuáles son los servicios de ajuste, de no frecuencia y restricciones, bajo el ámbito de las CSNF, se va a analizar en esta memoria el contenido del articulado. Como consideración general, se observa que el texto de las CSNF presenta un mayor grado de detalle en el servicio de restricciones técnicas que en el resto de los servicios de no frecuencia.

Respecto al servicio de restricciones, resulta necesario recoger en las Condiciones la mayor parte de las disposiciones que se encuentran actualmente en el Real Decreto 2351/2004¹¹, extendiéndolo en su caso, a la participación de la demanda y el almacenamiento como proveedores del servicio, todo ello, en el ámbito de las competencias otorgadas a la CNMC en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

En cuanto a los servicios de no frecuencia, esta Comisión comparte la opinión de algunos sujetos que consideran que el articulado de las Condiciones debería tener mayor contenido y ser más preciso. Si bien las Condiciones, en cuanto que pretenden ser una norma con función paraguas de los distintos procedimientos de operación, no pueden contemplar un excesivo grado de detalle técnico, sí deberían establecer con claridad las disposiciones más generales relativas a

¹¹ Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

derechos y obligaciones de los proveedores de cada servicio, el diseño de los mecanismos de asignación y retribución de los recursos, etc.

Algunos sujetos han solicitado incluso que se retrasara la aprobación de las CSNF hasta que se dispusiera del texto adaptado de todos los procedimientos de operación, de modo que se pudieran tramitar conjuntamente, lo que permitiría una mejor visión de los impactos y facilitaría tanto la valoración como el debate. No se ha contemplado esta posibilidad porque urge en estos momentos poner orden en la estructura regulatoria de los servicios de no frecuencia y restricciones técnicas, en desarrollo de la Circular 3/2019 de la CNMC y al objeto de dar cobertura legal a los procedimientos vigentes, sin perjuicio de que dichos procedimientos vayan a necesitar una adaptación. Resulta necesario además disponer lo antes posible de la adaptación de estos servicios a la Directiva (UE) 2019/943, abriendo así la puerta a su evolución para afrontar los retos de la transición energética. A modo de ejemplo, se requieren estas condiciones para permitir la participación de la demanda en el servicio de restricciones técnicas, ya que, sin ellas, un PO3.2 que permitiera la participación de la demanda carecería de cobertura legal por contradecir el Real Decreto 2351/2004, antes citado.

Adicionalmente al hecho de que no conviene retrasar la aprobación de las condiciones, y aunque esta Comisión reconoce que la falta de detalle del texto obligará a su revisión posterior, lo cierto es que unas CSNF abiertas a diversas opciones de diseño de los servicios es, en estos momentos, la opción más conveniente. Esto es en primer lugar porque, como se ha indicado anteriormente, se necesita conocer el detalle de los procedimientos para poder valorar la propuesta, por lo que la decisión sobre el modelo ha de tomarse con los procedimientos. Pero también porque el proceso de transición energética, y los retos que conlleva este proceso, exigirá necesariamente una adaptación de la regulación. Por ejemplo, la futura directriz sobre flexibilidad podría condicionar aspectos fundamentales de los servicios de no frecuencia y redespachos. Por otra parte, la evolución de los escenarios de crecimiento de las nuevas tecnologías (RECORE, autoconsumo, etc.) es incierto. Por ejemplo, el episodio de crisis energética del último año ha alterado los incentivos. Esto introduce incertidumbre, tanto en cuales van a ser las futuras necesidades del sistema como en el potencial de los proveedores de servicios. Todo ello aconseja establecer unas CSNF abiertas, que no condicionen innecesariamente el desarrollo de los detalles de los servicios a través de los procedimientos de operación.

Por tanto, se opta por dejar abiertas distintas opciones en las Condiciones, concretar el modelo durante la tramitación de los correspondientes procedimientos y finalmente revisar el contenido de las CSNF en una fase posterior de revisión.

En línea con lo anteriormente expuesto, en la valoración de la propuesta que recogen los expositivos siguientes se hacen múltiples referencias al contenido de los procedimientos de operación, y en particular a la propuesta de PO7.4 sobre control de tensión. A este respecto, conviene aclarar en primer lugar que

el objeto de esta Memoria son las CSNF y no los POs que las desarrollarán, que no están aún aprobados y serán objeto de debate posterior. Por tanto, aunque se citen los detalles en esta Memoria, se hace exclusivamente a los efectos de poder valorar adecuadamente el impacto del diseño del servicio que establecen las CSNF, pero no se pretende decidir aquí sobre aspectos que no aparecen expresamente recogidos en dichas condiciones.

6.3 Carácter de los servicios y régimen retributivo

Además de determinar qué servicios del sistema se considerarán de no frecuencia y de balance, el artículo 14.5 de la Ley 24/2013 prevé también que la CNMC establezca el carácter obligatorio o potestativo, así como el régimen retributivo, de dichos servicios.

La regulación europea, referida en el expositivo segundo de esta memoria, dispone que la provisión de los servicios se lleve a cabo mediante mecanismos basados en mercado, sin perjuicio de que permite la aplicación de excepciones. Dicha regulación europea no define explícitamente a qué se refiere con mecanismos de mercado, pero sí puede inferirse de otra documentación de la UE. Por ejemplo, el European University Institute define un mecanismo basado en mercado como un proceso utilizado para asignar la provisión y establecer el precio que debe ser pagado por un servicio¹². Lo que se persigue con el mecanismo de mercado es que los servicios sean prestados por los proveedores más eficientes y al menor coste posible. Implicaría esta definición la existencia de ofertas por parte de los proveedores y una asignación transparente, económicamente eficiente y no discriminatoria del servicio. No estaría reñida esta definición con una obligatoriedad de oferta, aunque sí estaría contemplando una retribución. El objeto de la retribución sería garantizar que los proveedores de un servicio reciben una compensación, por contrapartida a aquellos que no prestan dicho servicio, así como que la provisión de un servicio no distorsione la prestación o el coste de otro servicio, e incentivar la inversión en recurso adicional.

Sin perjuicio de lo anterior, la regulación europea permite aplicar una excepción al mecanismo de mercado en casos particulares, por ejemplo, el artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943 permite aplicar redespachos no basados en el mercado cuando no exista alternativa, no se disponga de recursos, o la asignación basada en mercado no resulte eficiente en términos económicos, esencialmente, por falta de presión competitiva. Por otra parte, el artículo 40 del mismo reglamento permite exceptuar el uso de mecanismos de mercado para la

¹² The EU Clean Energy Package (ed. 2019)

<https://op.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/6e6fe0b2-27bd-11eb-9d7e-01aa75ed71a1>

prestación de los servicios auxiliares de no frecuencia en caso de que la autoridad reguladora haya determinado que la prestación de servicios auxiliares de no frecuencia basada en el mercado no es eficiente en términos económicos.

En conclusión, **aunque la regulación europea muestra preferencia por unos servicios al sistema potestativos, retribuidos y basados en mecanismos de mercado, no excluye otras posibilidades, siempre que las mismas estén debidamente justificadas.**

6.3.1 Opciones para el diseño de los servicios al sistema

En atención al carácter obligatorio o potestativo y a su régimen retributivo, los servicios al sistema pueden presentar multitud de diseños. La tabla siguiente muestra una síntesis de las combinaciones habituales (en el mercado español u otros de sistemas europeos), sin perjuicio de que puedan darse otras opciones con modelos híbridos:

Tabla 2. Opciones para la asignación de los servicios

		Asignación competitiva			
		No retribuido	Retribución regulada	Marco contractual o licitación	Mecanismo de mercado
Obligatorios	Prestación obligatoria	X	X		
	Oferta obligatoria			X	X
Potestativos	Oferta obligatoria			X	X
	Oferta libre			X	X

Nota: los términos y definiciones no pretenden ser precisos ni responden a una clasificación oficialmente reconocida, se presentan aquí a modo ilustrativo de las distintas opciones que se contemplan en esta Memoria.

- Obligatorio: obligación a los sujetos de puesta a disposición del gestor de la red de los recursos disponibles.
- Potestativo: participación voluntaria de los sujetos en el servicio.
- Prestación obligatoria: el uso del recurso se basa exclusivamente en el criterio técnico del gestor de la red.
- Oferta: el uso del recurso presenta un condicionante económico de prelación, determinado a partir de ofertas. La presentación de la oferta puede ser obligatoria para todo el recurso disponible o voluntaria (libre), en todo caso, el precio de oferta lo determina el sujeto, sin perjuicio de que puedan establecerse valores límite.
- Marco contractual: se refiere a un acuerdo bilateral entre el sujeto y el gestor de la red, que contempla tanto condiciones como retribución.

La obligatoriedad de prestación de un servicio puede responder a varios objetivos. El principal sería garantizar la disponibilidad del recurso existente por parte de los gestores de la red (GRT y/o GRD), lo que es especialmente relevante cuando el recurso es escaso o imprescindible para garantizar la seguridad del sistema.

Es claro que la disponibilidad de un recurso puede garantizarse de otros modos como, por ejemplo, un marco contractual de largo plazo o una retribución que incentive la oferta, tanto si el precio es regulado como si lo determina un mecanismo de mercado. Pero estas opciones pueden ser inadecuadas en ciertos casos como, por ejemplo, si se trata de servicios de carácter zonal o local que presenten un bajo nivel competitivo, o si la instalación de nuevo recurso requiere un considerable periodo de tiempo o una elevada inversión por parte del proveedor. Evitar las situaciones temporales de potencial abuso y elevado coste sería otro de los objetivos perseguidos al implantar un servicio de carácter obligatorio, que podría ser temporal mientras se mantengan las condiciones que lo motivan.

También puede tener sentido una prestación obligatoria en caso de instalaciones cuya inversión, incluyendo la característica que le permite prestar el servicio, ha sido financiada por el sistema, vía mecanismos de capacidad o cualquier otra fórmula de retribución específica.

En todo caso, aunque la prestación sea obligatoria, puede acompañarse de una retribución regulada que permita a la instalación recuperar, al menos, los costes variables que le ocasione, en su caso, la prestación del servicio. El precio regulado presenta el inconveniente de tener que ser fijado administrativamente, con el riesgo de sobre o infravaloración que esto comporta.

También hay que tener en cuenta que los modelos de tipo obligatorio conllevan igualmente aspectos negativos, especialmente si se trata de obligatoriedad de prestación, sin asignación competitiva ni retribución. El aspecto negativo por excelencia sería la falta de incentivo a la aparición de nuevo recurso, adicional al que pueda ser exigido para la conexión a la red de la instalación, ya que dicho recurso debería ser puesto a disposición del operador sin contraprestación. Aclarar que dado que cada instalación, de generación o de demanda, ha sido conectada a la red en un momento diferente, y que la regulación de los requisitos de acceso puede cambiar a lo largo del tiempo, los requisitos de disponibilidad de un recurso o capacidad técnica y su modalidad de uso no son los mismos para todos los usuarios de la red. Hay que tener en cuenta este aspecto a la hora de fijar obligaciones de prestación de servicios, especialmente si son no retribuidas.

Por otra parte, en el extremo opuesto, un modelo potestativo y de oferta libre persigue la eficiencia en la asignación de los recursos. Es decir, antepone la optimización económica frente a la seguridad o, dicho de otro modo, permite la optimización económica en los casos en que no se aprecie riesgo para la seguridad. Esta promesa de eficiencia económica es lo que lleva a la regulación europea antes citada a elegir este diseño como preferente, aunque dejando siempre abiertas otras vías, a grandes rasgos, cuando la operación segura de la red pueda verse comprometida por una escasez de proveedores, o las propias características del servicio y la estructura de la oferta y la demanda, impidan la obtención de la eficiencia económica perseguida.

Como aspecto negativo de estos modelos de mercado destacar, en línea con lo argumentado en el párrafo anterior, el riesgo de ineficiencia por escasez temporal de oferta o por debilidad de la competencia en los mercados o zonas con poca liquidez o elevada concentración, lo que suele ir asociado a picos de precio. Además, si el mercado no es capaz de proporcionar incentivo a la instalación de nuevo recurso, podría devenir incluso un riesgo para la operación del sistema en el medio o largo plazo, que sería difícil de superar y/o requeriría un mayor esfuerzo económico posterior.

En conclusión, **no existe un modelo ideal para todos los servicios, sistemas y circunstancias. La adecuación del modelo debe valorarse individualmente para cada uno de los servicios o procesos, en función de sus especificidades.**

6.3.2 Propuesta del operador del sistema

En atención al carácter obligatorio o potestativo de los servicios, la propuesta de Condiciones elaborada por el operador del sistema podría sintetizarse en lo siguiente:

Tabla 3. Características de los servicios propuestos por el operador del sistema

Servicio	Tipo de prestación	Alcance, en su caso, de la obligación	Requisitos de la provisión potestativa
Control de tensión	Mixta: - Prestación mínima obligatoria no retribuida - Prestación adicional potestativa	- Capacidad requerida por normas de conexión a la red - Penalización económica en caso de incumplimiento	- Superar el proceso de habilitación - Asignación diaria basada en mercado (ofertas y mérito económico)
Restricciones técnicas: redespachos	Obligatoria en fase 1 y potestativa en fase 2	- Instalaciones de generación, demanda y almacenamiento asociadas a una localización eléctrica específica (excepto importaciones) - Obligación de oferta - Asignación basada en: efectividad técnica para resolver la restricción y menor coste para el sistema	- Superar pruebas de habilitación - Asignación basada en mercado (ofertas y mérito económico)

Restricciones técnicas: automatismos y SRAP	Potestativa, pero no retribuida (salvo, en su caso, el redespacho en tiempo real)		- Superar pruebas de habilitación
--	---	--	-----------------------------------

Nota: no se incluye el servicio de arranque autónomo por no disponer de una propuesta actual que pueda considerarse confirmada como válida por el operador del sistema.

Respecto a los servicios de no frecuencia, las Condiciones propuestas no especifican el alcance de la obligación. Se indica, por ejemplo, que el servicio de control de tensión se aplicará a todas las tecnologías de generación, así como a la demanda y al almacenamiento, pero no se determina la aplicabilidad exacta (en términos de tensión de conexión, tamaño de la instalación, etc.) ni los requerimientos o modos de entrega. Se prevé que el detalle sea regulado en el procedimiento de operación 7.4, y así es de acuerdo con la propuesta de dicho procedimiento de la que ya dispone esta Comisión. No obstante, dado que en las Condiciones se especifica que los rangos de funcionamiento obligatorio estarán vinculados a los requisitos técnicos establecidos, entre otros, en el marco de la conexión a la red¹³, es de prever ya con el articulado de las Condiciones que el alcance de la obligación sea equivalente al de dichas normas. La capacidad adicional a la exigida para la conexión a la red sería la que las instalaciones podrían potestativamente ofrecer al mecanismo de mercado adicional.

En términos retributivos, aunque la propuesta de Condiciones no es firme al respecto, teniendo en cuenta la propuesta de PO7.4, lo que se está proponiendo para el servicio de control de tensión sería que la prestación mínima obligatoria no conllevara retribución, aunque sí penalización en caso de incumplimiento y un mercado para proporcionar el servicio adicional que fuera requerido. Tanto los rangos requeridos como el valor de la penalización serían los previstos en dicho PO7.4 u otras normas aplicables a cada instalación, en función de su tecnología y fecha de puesta en marcha, tal como ilustra la figura 1. A este respecto, no se entra en esta memoria a valorar el impacto del PO7.4, pero sí se valorará la conveniencia del modelo propuesto.

¹³ *Los rangos de funcionamiento obligatorio de los proveedores del servicio estarán vinculados a los requisitos técnicos establecidos, dependiendo de la tecnología, la significatividad, la capacidad máxima y la fecha de puesta en servicio de la instalación, en el Reglamento (UE) 2016/631, en la Orden TED/749/2020, en el Real Decreto 413/2014, en el procedimiento de operación correspondiente u otra normativa de aplicación.*

Figura 1. Capacidades obligatorias de los proveedores



Nota: Imagen extraída de la presentación efectuada por REE en un webinar sobre la propuesta de nuevo servicio de control de tensión el 23 de septiembre de 2020. Los rangos obligatorios que muestra la figura para los consumidores podrían diferir de los valores finalmente aplicables, se incluye en esta memoria a efectos ilustrativos del origen normativo de los requisitos que podrían ser de aplicación a las distintas instalaciones, en función de su tecnología y fecha de conexión a la red.

En el ámbito de las restricciones técnicas, se propone a grandes rasgos mantener el diseño actual, incorporando a la demanda como proveedor del servicio. La participación en la fase 1 del proceso de resolución de restricciones técnicas sería obligatoria para todas las tecnologías e instalaciones asociadas a una localización eléctrica específica. Esto es, de acuerdo con la definición del PO.3.1, todas las instalaciones de potencia instalada superior a 1MW, o conjunto de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, cada uno de los conjuntos de instalaciones, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que pertenezcan a la misma agrupación y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 1 MW. Sin embargo, en este caso, la obligación no consiste en poner la capacidad de la instalación a disposición del operador del sistema, sino en la presentación de oferta, por lo que la asignación se lleva a cabo sobre la base de criterios de mercado y tiene asociada una compensación económica.

Se exceptúa de esta regla general de obligatoriedad la resolución de restricciones mediante automatismos, como el SRAP, cuya participación no es obligatoria sino potestativa. Además, este sistema no se asigna mediante un mecanismo de mercado, ya que no lleva asociada oferta ni retribución.

También es potestativa la participación en la fase 2 de recuadre, cuya asignación se basa en este caso en un criterio puro de mercado, ya que no requiere localización específica. Aun siendo un mero proceso de balance de energía, la participación en la fase 2 exige haber superado las pruebas de habilitación para participar en los servicios de balance RR y mFRR, a modo de garantía de la capacidad de las instalaciones para gestionar su programa de generación o consumo.

Por último, se exceptúa de la asignación mediante mecanismo de mercado basado en ofertas el caso de la aplicación de redespachos al Programa Diario Base de Funcionamiento que supongan una anulación de programa. Los cuales son liquidados al mismo precio resultante de dicho mercado diario.

6.4 Valoración del diseño propuesto para cada servicio

A la hora de valorar el diseño de un servicio al sistema hay que considerar como máxima prioridad que dicho servicio cumpla su objetivo, es decir, que proporcione al gestor de la red los medios que éste precisa para operar el sistema con las debidas condiciones de calidad y seguridad. Una vez garantizado que se cumple este objetivo, deben verificarse otros aspectos, como que los requisitos para la participación en el servicio, o los requerimientos en caso de obligación, sean proporcionados; que se permita la participación de todas las tecnologías en igualdad de condiciones, en la medida en que esto sea posible; que los proveedores puedan percibir una retribución suficiente para, al menos, cubrir sus costes; así como que sea capaz de proporcionar incentivos correctos a la participación y a la inversión en nueva oferta que garantice la liquidez; sin olvidar que el servicio ha de ser prestado con la debida precisión y calidad, por lo que no hay que infravalorar la conveniencia de prever la aplicación de penalizaciones en caso de incumplimiento.

6.4.1 Servicio de control de tensión

La propuesta de un servicio mixto con una prestación mínima obligatoria no remunerada y otra adicional potestativa, con asignación y retribución basadas en criterios de mercado, ha sido ampliamente debatida y cuestionada en los últimos meses por diversos actores del sistema, tanto generadores como demanda y gestores de la red de distribución.

Poner gratuitamente a disposición del operador del sistema todo el rango de funcionamiento vinculado a los requisitos técnicos establecidos para la puesta en servicio de una instalación no supone, en apariencia, una gran diferencia respecto a la situación actual, al menos, para la generación existente bajo el ámbito del actual PO7.4. Efectivamente, las instalaciones que resultan despachadas en mercado están ya poniendo a disposición del sistema su capacidad de control de tensión sin percibir una retribución. En caso de requerirse más recurso para controlar la tensión, el operador del sistema arranca

grupos adicionales por restricciones técnicas, que también entregarán gratuitamente su capacidad de reactiva, pero en este caso, han podido obtener una retribución adicional en la fase de restricciones. En teoría, su situación sería semejante con el nuevo diseño que recogen tanto las Condiciones como la propuesta de PO7.4. La retribución adicional que obtienen hoy en restricciones podrían obtenerla mañana en las subastas adicionales.

Esto es así porque la propuesta de PO7.4 es continuista con el diseño del servicio de control de tensión que se ha venido implantando a lo largo de los últimos años, con obligaciones de seguimiento de consignas por parte de la generación, establecidos tanto en el PO7.4 vigente como en la regulación aplicable a los regímenes retributivos específicos (Real Decreto 413/2014), y rangos de factor de potencia para la demanda a través del esquema de peajes, así como penalizaciones en caso de incumplimiento.

La adaptación propuesta a través de las CSNF y la revisión del PO7.4 consiste en añadir al modelo vigente, un mecanismo basado en mercado para la asignación del recurso adicional, al objeto de dar cumplimiento a la Directiva. Por otro lado, adapta las características técnicas y económicas (rangos requeridos, modo de control, penalizaciones, etc.) a las necesidades actuales del sistema eléctrico, las cuáles han ido evolucionando a lo largo del tiempo, tanto por el desarrollo de la propia red, como por la evolución de las instalaciones a ella conectadas.

Sin embargo, los sujetos han cuestionado tanto el modelo de mercado propuesto como otros aspectos técnicos de la adaptación, como la exigencia de seguimiento de consignas en tiempo real. Se recoge a continuación una síntesis de la problemática alegada.

Problemática del servicio de control de tensión y la propuesta de PO7.4

Para la generación convencional, el nuevo modelo conlleva una mayor incertidumbre, que no les permite evaluar el impacto en su retribución:

- En primer lugar, porque se desconoce la probabilidad de que se convoquen subastas adicionales en cada zona, ya que la configuración de las zonas para las subastas adicionales no está aún definida, ni tampoco se conoce la futura necesidad de control de tensión.
- También, porque en las subastas adicionales puede participar la generación ya despachada en PDBF y otras instalaciones que no requieren arranque (RECORE, demanda), por lo que el resultado no sería comparable para los grupos térmicos que hoy se despachan por restricciones para proporcionar control de tensión, por tanto, no puede anticiparse el resultado.
- Además, hay que tener en cuenta que una vez adjudicados en la subasta adicional, podrían tener que despachar la instalación en el mercado intradiario por debajo de su coste, así como entregar la energía reactiva

asociada a la parte obligatoria de forma gratuita, por lo que solo obtendrían retribución por la potencia asignada en la subasta adicional.

- Incluso no hay que descartar la posibilidad de que muchas instalaciones térmicas puedan no ser capaces de aportar capacidad de reactiva adicional, por lo que perderían la retribución actual por restricciones y se verían obligadas a prestar gratuitamente el servicio de control de tensión.

Si bien a los argumentos anteriores se puede contraargumentar que la entrega del requerimiento obligatorio tiene un coste prácticamente nulo para las instalaciones despachadas en PDBF, el planteamiento de los sujetos apunta a que podrían aparecer prácticas estratégicas de arbitraje entre mercados por parte de la generación térmica, al objeto de intentar forzar la convocatoria de subastas adicionales, las cuales además podrían resultar con precios muy elevados.

Para la generación RECORE existente (Real Decreto 413/2014), la modificación del servicio de control de tensión supone una mayor exigencia respecto a la situación vigente. Si bien es cierto que, en general, estas instalaciones ya disponen de obligaciones de cumplir una determinada consigna de tensión, y que son penalizadas económicamente en caso de incumplimiento, actualmente siguen una consigna fija, por lo que el nuevo modo de entrega propuesto por el operador del sistema en su revisión del PO7.4 les obligará a acometer inversión, al menos, en equipos de control y comunicaciones, para poder seguir una consigna variable en tiempo real. Esta problemática no aplica a las instalaciones nuevas, a las que hoy en día ya se exige esta capacidad para puesta en servicio, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631, antes citado, y normativa de desarrollo nacional.

El endurecimiento de un requisito a las instalaciones existentes, respecto a la exigencia vigente en el momento de su conexión a la red, requiere una adecuada evaluación previa de impacto, mediante un análisis coste-beneficio, de modo que se garantice que el beneficio objetivo, al menos por el conjunto del sistema, supere el coste de su implementación. En este caso, no se dispone de un análisis CBA específico; en su defecto, la propuesta del operador del sistema viene justificada por las siguientes premisas:

- La participación de las instalaciones RECORE en el control de la tensión del sistema eléctrico es esencial para garantizar la seguridad del sistema. En este contexto de transición energética, con instalaciones térmicas convencionales en proceso de cierre y el potencial renovable en crecimiento, con una elevada incertidumbre en su impacto, resulta necesario que el sistema disponga de recursos y que estos estén a disposición de los gestores de red, bien TSO bien DSOs.
- El coste estimado de la adaptación es reducido en relación con el volumen de negocio de estas instalaciones (en términos de ingresos percibidos anualmente). Este coste rondaría los 30.000 €/instalación, según

- información facilitada a esta Comisión por diversos agentes, aunque otros sujetos han manifestado que podría ser mayor.
- En casos debidamente justificados, en los que las instalaciones puedan demostrar que no disponen de la capacidad que se les exige, se permitirá la aplicación de exenciones. No obstante, los criterios para la tramitación y concesión de dichas exenciones se desarrollarán posteriormente, por lo que los sujetos no pueden anticipar el alcance del impacto.
 - El nuevo diseño, con subastas adicionales abiertas a todas las tecnologías, permitirá al RECORE y la demanda participar de la retribución que actualmente perciben los grupos térmicos en el proceso de resolución de restricciones.

Respecto a las instalaciones de demanda, la implantación de las CSNF, junto con la propuesta de PO7.4, no supone un requerimiento más exigente que el ya recogido en el PO7.4 vigente. La diferencia radica en que la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, contempla la existencia de una penalización en todos los periodos tarifarios en caso de incumplimiento del factor de potencia, incluido el periodo 6 (valle), para el que no se había previsto penalización en el pasado, a pesar de que muchas instalaciones de demanda incumplían sistemáticamente los rangos que el PO7.4 les exigía en ese periodo tarifario.

Los más afectados serían los consumidores electrointensivos cuyas instalaciones disponen de baterías de condensadores que, si bien les permiten controlar la absorción de reactiva en las horas llano y punta, lo que en su momento fue incentivado para satisfacer la necesidad del sistema, no tienen capacidad para desconectar dichos equipos en otros periodos. Aunque el vigente PO7.4 ya contemplaba obligaciones en el periodo 6, no se priorizó en su momento el cumplimiento porque la prioridad era reducir el consumo de reactiva en las horas de mayor consumo. Sin embargo, a lo largo de los años, con la instalación masiva de generación renovable y el consecuente desarrollo de la red, la problemática del sistema ha cambiado: mantener el control de la tensión en los rangos adecuados requiere hoy como prioridad reducir la inyección de reactiva en las horas valle. Por esta razón se introdujo en la Circular 3/2020 una penalización en el periodo 6. Las instalaciones de demanda antes indicadas, no tienen capacidad para desconectar sus baterías de condensadores por la noche, por lo que para evitar la penalización tendrían que acometer una importante inversión para sustituir los equipos actuales por otros con mayor flexibilidad.

Se debe tener en cuenta por otra parte que lo que ahora se les exige cumplir lleva en vigor dos décadas, ya que el PO7.4 vigente fue aprobado por Resolución de 10 de marzo de 2000, de la entonces Secretaría de Estado de Industria y Energía. La revisión de dicho procedimiento, propuesta por el operador del sistema en desarrollo de las Condiciones objeto de esta memoria, introduce algún ajuste en los rangos de funcionamiento, pero no modifica nada esencial en

este sentido. Respecto a la Circular de la CNMC, como ya se ha apuntado más arriba, ha previsto ahora y no antes la existencia de penalizaciones por el agravamiento de la situación, no porque se haya modificado el requerimiento. Adicionalmente, dado que el requerimiento ya está en vigor, no se prevé en la propuesta de PO7.4 la posibilidad de conceder exenciones a instalaciones de demanda, como sí se prevé para la generación RECORE.

Conviene aclarar en este punto que es también la demanda, por otra parte, la que está soportando el sobrecoste de restricciones para resolver los problemas de control de tensión que, según la información disponible en esta Comisión, en 2020 se estima en unos 300 millones de euros. Por tanto, al margen de que pueda suponer un coste para algunas instalaciones de demanda, la implantación del nuevo servicio de control de tensión podría suponer un ahorro para todos los consumidores. Este ahorro se espera como consecuencia del incremento de eficiencia al separar el producto de capacidad reactiva del despacho de energía activa que actualmente lleva asociada la resolución por restricciones técnicas. Adicionalmente, la parte potestativa del servicio queda abierta a la demanda que podría, incluso, obtener ingresos adicionales por su participación en las subastas potestativas de capacidad reactiva.

Los distribuidores, por su parte, se ven afectados por el servicio de control de tensión de varios modos. En primer lugar, por tener que mantener ciertos niveles de tensión en los nudos de conexión de sus redes con la de transporte. También porque las instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución pueden proveer el servicio, por lo que los distribuidores tendrán que actuar como enlace entre dichas instalaciones y el operador del sistema, así como definir las zonas del mercado de capacidad adicional, realizar pruebas de habilitación, enviar consignas, etc. Además, los distribuidores son los encargados de liquidar los peajes a los consumidores, lo que incluye, en su caso, el factor de potencia, necesitarán para ello desarrollar sus sistemas, especialmente si el control se debe llevar finalmente a nivel horario.

No obstante, hay que comentar que el nuevo servicio de control de tensión puede ser visto como una oportunidad para los gestores de la red de distribución, ya que sienta las bases para el desarrollo de futuros mercados locales de control de tensión, para cuya implantación en el corto plazo los distribuidores no disponen de la regulación necesaria. Tiene sentido, por tanto, poner los recursos a disposición del operador del sistema en el corto plazo y que el distribuidor que lo desee pueda implementar controles con una funcionalidad similar a la del operador del sistema, incluso haciendo uso del modelo y las herramientas diseñadas e implantadas por dicho operador.

En todo caso, el impacto sobre la actividad de distribución no es objeto de esta memoria, ya que las Condiciones que la motivan no alcanzan ese grado de detalle, toda esta problemática deberá debatirse en el ámbito de la posterior tramitación del PO7.4.

Valoración por la CNMC del artículo 9 de las CSNF

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto y, en particular, el impacto económico sobre los distintos sujetos alegados, cabe cuestionar la idoneidad del servicio de control de tensión previsto en el artículo 9 de la propuesta de CSNF.

Esta Comisión no pretende aquí poner en cuestión que el control de la tensión sea un elemento fundamental para la seguridad del sistema, como así está reconocido tanto en la regulación nacional, que proporciona incentivos o penalizaciones a todas las tecnologías, como en la regulación europea y, en particular, en el Reglamento (EU) 1485/2017. Ni tampoco se cuestiona que los gestores de la red necesiten poder hacer uso de todos los recursos de control de tensión disponibles en el sistema, tanto en elementos de su propia red como en las instalaciones de otros sujetos. De hecho, el uso por parte del gestor de la red de transporte de todas las capacidades de potencia reactiva conectadas a la red es un derecho que le otorga el artículo 29 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, mediante el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad¹⁴.

Tampoco cuestiona esta Comisión qué instalaciones deben tener capacidad para controlar la tensión ni cuáles han de ser los requisitos técnicos de dicha capacidad, en tanto que su determinación corresponde a las normas relativas a criterios de conexión a la red u otros requisitos para, por ejemplo, percibir retribución específica. Lo que entra en el ámbito de las Condiciones objeto de esta memoria es establecer el modo en que dichas capacidades mínimas vayan a ser utilizadas por el gestor de la red de transporte.

En concreto, la cuestión es si un diseño segmentado, con una parte obligatoria no remunerada (no basada por tanto en mercado) y otra potestativa remunerada y basada en mercado resultaría eficiente y proporcionaría los incentivos correctos a los proveedores del servicio. Debe tenerse en cuenta que, de acuerdo con el artículo 40.5 de la Directiva 2019/944, la autoridad reguladora solo puede autorizar una prestación de servicios auxiliares de no frecuencia no basada en mercado en caso de

¹⁴ Epígrafes 6 y 9 del artículo 29:

“6. Cada GRT tendrá derecho a usar todas las capacidades de potencia reactiva conectadas a la red de transporte disponibles en su zona de control para la gestión efectiva de la potencia reactiva y el mantenimiento de los rangos de tensión establecidos en el anexo II, cuadros 1 y 2, del presente Reglamento. [...]

9. Cuando sea relevante para el control de la tensión y la gestión de la potencia reactiva de la red de transporte, el GRT podrá exigir a un USR conectado a la red de distribución, en coordinación con un GRD, que siga las instrucciones de control de la tensión.”

haber determinado que la alternativa de mercado no sería eficiente en términos económicos.

En particular:

- Preocupa que el interés por percibir la retribución adicional incentivará comportamientos indeseados en mercado: estrategias de arbitraje; autoexclusión del despacho para aprovechar, o incluso provocar, las subastas adicionales; transferencia de costes de un segmento a otro del mercado, con la consecuente ineficiencia, etc.
- Incluso sin intención de ejercer manipulación, el diseño podría generar distorsiones. La incertidumbre a la que se enfrentarían los proveedores es muy elevada, ya que incluso resultando asignados en el proceso de subasta adicional adquirirían la obligación de proporcionar el servicio obligatorio, lo que condicionaría sus ofertas, incentivando la introducción de márgenes, además de restar transparencia al funcionamiento y resultado del mercado.
- Surge también la duda de si la retribución obtenida en las subastas adicionales sería incentivo suficiente para garantizar la inversión en recurso adicional por parte de las nuevas instalaciones, o para incentivar una adaptación tecnológica de los equipos obsoletos, o una participación activa de la demanda, ya que la retribución resultante es incierta y podría tener una elevada variabilidad entre zonas o a lo largo del tiempo.
- Igualmente, se podría cuestionar la proporcionalidad del requerimiento con los problemas de tensión que cada tecnología provoca al sistema, es decir, si la prestación obligatoria de cada tecnología estaría proporcionada en relación con su propio impacto negativo sobre la tensión de la red, o si por el contrario se estaría exigiendo a algunas tecnologías asumir un coste mayor que a otras.

La justificación de una ineficiencia económica en caso de mecanismo basado en mercado, así como la exigencia de inversión en las instalaciones existentes, tanto RECORE como demanda, no resulta fácil sobre la base de las dudas planteadas y sin disponer de una CBA detallado que la sustente.

Posibles alternativas

Los potenciales proveedores del servicio alegan que los inconvenientes expuestos podrían resolverse en buena medida si la prestación obligatoria llevara asociada una retribución. Esta retribución garantizaría la recuperación de costes, tanto operativos como de inversión, e incentivaría la participación en el servicio e incluso la inversión en capacidad adicional.

Al menos en teoría, dicha retribución no tendría por qué suponer un incremento del coste de la energía que soporta la demanda, al contrario, se trataría de optimizar el uso de los recursos para permitir la reducción de dicho coste. Pero, al mismo tiempo, hay que garantizar que los proveedores del servicio perciben una retribución justa y suficiente para incentivar una mayor inversión. Téngase

en cuenta, por ejemplo, que se prevé en el medio plazo una caída del precio del mercado diario de la energía, a medida que vaya creciendo la potencia renovable en el sistema. Parece lógico que, en ese contexto, se incremente el coste de los servicios de ajuste si han de ser prestados por tecnologías cuyo coste no venga reflejado por el mercado diario. Todo ello en conjunto, no tiene por qué representar un incremento en el coste final de la energía, sino una redistribución de los montantes asociados a cada concepto.

Con este fin, se han valorado distintas alternativas para el servicio de control de tensión:

- 1) Reducir el ámbito de aplicación del PO7.4, excluyendo a ciertas tecnologías del rango obligatorio.
 - Esta no es, a criterio del operador del sistema, la opción adecuada para los retos que entraña la transición energética, ya que considera primordial que todas las tecnologías participen, en la medida de sus posibilidades.
 - Además, la exclusión del rango obligatorio implicaría la exclusión también de la parte potestativa, lo que sería contrario a la filosofía de la Directiva 2019/944 de no discriminación en los mercados. En caso contrario, sería casi imposible controlar de forma adecuada la prestación del servicio.
 - Excluir esta opción no impide que puedan preverse exenciones permanentes o temporales también para la demanda y/o una implantación progresiva de los requerimientos a ciertas tecnologías, dando así tiempo a las instalaciones para adaptarse, sin tener que acometer inversiones relevantes en estos momentos de dificultad económica.
- 2) Retribuir toda la capacidad (o energía) reactiva, tanto la correspondiente al rango obligatorio como al voluntario.
 - Esto podría hacerse bien con un precio regulado para la parte obligatoria, por ejemplo, manteniendo la obligación de funcionamiento obligatorio, pero retribuyendo la energía reactiva entregada o absorbida; bien asignando toda la capacidad mediante mecanismos de mercado, por ejemplo, mediante el proceso ya previsto de subastas potestativas y una retribución pay as bid. En este último caso, sin perjuicio de que la oferta pudiera ser obligatoria por el rango mínimo para garantizar la disponibilidad de recurso y liquidez en las subastas.
 - El precio regulado presenta el inconveniente de tener que determinar su valor. Además, aunque los incentivos estratégicos se reducen, no se eliminan completamente, puesto que la retribución sería diferente para el rango obligatorio y para el voluntario.
 - Asignar toda la capacidad mediante mecanismos de mercado introduce una complicación técnica porque, aunque fuera obligada la oferta del rango mínimo, algunas instalaciones podrían no resultar adjudicatarias, y hay que prever cual ha de ser su comportamiento en

esas circunstancias, al objeto de evitar arbitrajes de reactiva entre instalaciones.

- Asimismo, retribuir toda la capacidad implica asumir el riesgo de un aumento del coste, sin tener a priori una indicación del montante. Se podría considerar la aplicación de algún tipo de límite de precio¹⁵.
- 3) Opción intermedia: reducir el requerimiento sujeto a entrega obligatoria.
- El operador del sistema tendría menos recurso garantizado, pero este podría aflorar en las subastas adicionales, que podrían ser de oferta obligatoria para el requerimiento obligatorio liberado.
 - No solventaría todas las cuestiones, pero reduciría el impacto y con él la oposición al modelo diseñado.

Desde el punto de vista técnico, no debería tener impacto el hecho de que la capacidad reactiva obligatoria sea remunerada o no, en tanto en cuanto se cumplan ciertas condiciones:

- Solo sea retribuida la capacidad reactiva obligatoria efectiva, es decir, la capacidad que los proveedores pongan a disposición de seguir las consignas enviadas por el gestor de red, al objeto de evitar retribuir un recurso no efectivo y un coste excesivo.
- Se establezca una obligación de pago por los incumplimientos tanto de la prestación obligatoria como de la capacidad adicional ofertada y asignada, dado que ambos tipos de incumplimiento pueden poner en riesgo la seguridad del sistema.
- El valor de la obligación de pago por incumplimiento de la prestación obligatoria sea relevante, es decir, en una cuantía significativamente superior al precio al que es retribuida dicha capacidad.

Aunque tampoco se descarta, no se ha mencionado la opción de una contratación de largo plazo porque la Directiva muestra, en general, preferencia por la contratación de corto plazo, preferiblemente en D-1. Y precisamente este es el ámbito temporal de la propuesta de subastas adicionales planteada por el operador del sistema. Este operador argumenta al respecto en el informe justificativo que acompaña la propuesta de PO7.4 que *no se plantean subastas de carácter anual, trimestral, mensual ni semanal, debido a la cada vez mayor variabilidad e los escenarios de generación e intercambios internacionales, lo que hace que un mercado a largo plazo sea poco eficiente o incluso inviable; no solo por la dificultad para los gestores de red de establecer un requerimiento sino también por la incertidumbre de los proveedores del servicio para conocer su*

¹⁵ Aunque el artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 establece que no habrá un límite para los precios al por mayor de la electricidad, podría interpretarse que es aplicable a los servicios de no frecuencia, por cuanto que: no los cita expresamente, aunque sí se refiere a los mercados de balance, son mercados con un mercado carácter local, por lo que no afectan directamente al comercio transfronterizo.

capacidad de reactiva disponible. Este argumento parece igualmente válido tanto si las subastas son adicionales como si abarcan la totalidad del servicio.

Conclusión

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto, dado que no puede concluirse cuál es la opción más adecuada sin tener en cuenta el detalle de su aplicación, que no se encuentra en las CSNF sino en el PO7.4, se considera que el diseño del servicio ha de decidirse en el ámbito del PO7.4, por lo que finalmente en el texto de las condiciones se ha optado por dejar una redacción más amplia que permita las distintas alternativas planteadas. Disponer de unas Condiciones flexibles será especialmente beneficioso en este contexto de transición, con un fuerte dinamismo tecnológico y regulatorio (es previsible que los códigos de red europeos sean revisados en los próximos años a consecuencia, por ejemplo, de las directrices de flexibilidad que está redactando la agencia ACER, que además tienen previsto abrir en unos meses una posible revisión de los códigos de red de conexión).

No obstante, se invitó a los sujetos a expresar su opinión y mostrar preferencia por una u otra opción en este trámite de consulta. Toda la información recibida será utilizada para precisar tanto el texto de las Condiciones objeto de esta memoria como, sobre todo, en la tramitación posterior del PO7.4.

Adicionalmente, antes las diversas preocupaciones citadas sobre el modelo propuesto, se ha aprobado mediante Resolución de la CNMC de 28 de julio de 2022¹⁶, el lanzamiento de un proyecto de demostración regulatoria que permitirá la puesta en marcha, con carácter zonal y temporal, de un mecanismo de mercado para la provisión de recurso de control de tensión. Este mecanismo presenta unas características similares al propuesto en el P.O.7.4, por lo que permitirá obtener experiencia a la hora de evaluar el impacto que podría tener la implantación definitiva en todo el territorio peninsular del nuevo servicio de control de tensión, así como valorar la introducción en su caso, de posibles mejoras a dicho servicio.

6.4.2 Servicio de arranque autónomo

Tal como se ha justificado en el expositivo 6.1.2, esta Comisión ha incorporado en el texto de las CSNF un servicio de no frecuencia adicional de arranque autónomo.

¹⁶ Resolución de 28 de julio de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones y requisitos para un proyecto de demostración regulatorio de control de tensión. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13380

La creación de este servicio se basa en la propuesta de términos y condiciones para ejercer de proveedor de servicios de reposición elaborada por REE en diciembre de 2018 para dar cumplimiento al artículo 4, apartado 2, letra b del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

No obstante, teniendo en cuenta el tiempo transcurrido desde dicha propuesta, sin que ésta haya sido implementada, no puede presuponerse que la misma siga siendo adecuada. Por tanto, **el artículo introducido al respecto en las Condiciones no especifica el carácter del servicio (obligatorio o potestativo), ni el mecanismo de provisión y retribución, sino que presenta un texto lo suficientemente amplio como para permitir diversos modelos. Las características del nuevo servicio se determinarán en los procedimientos de operación, tras una propuesta del operador del sistema y el adecuado trámite de audiencia a los sujetos con conocimiento del detalle. El texto de las CSNF podrá ser completado en una posterior revisión.**

6.4.3 Restricciones técnicas

Esta Comisión considera adecuada la propuesta de condiciones aplicables al servicio de restricciones técnicas, por cuanto que permite dotar al servicio de una estructura regulatoria adecuada al reparto de competencias previsto por el Real Decreto-Ley 1/2019. Estas CSNF recopilan las disposiciones sobre restricciones técnicas que actualmente recogen el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, y el artículo 10 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, cogeneración y residuos, en lo referente a la participación en la Fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, establecida en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 18 de diciembre de 2015. Todo ello, en desarrollo de la Circular 3/2019 de la CNMC y dando cobertura legal al PO3.2.

El segundo hito relevante que permiten estas condiciones es la participación de las instalaciones de demanda y de almacenamiento en el servicio de restricciones técnicas, de acuerdo con lo previsto por la Directiva (UE) 2019/944 y el Reglamento (UE) 2019/943 sobre trato no discriminatorio de todas las tecnologías.

Siendo estos los dos objetivos principales de la propuesta, no se lleva a cabo una revisión más profunda del modelo de resolución de restricciones técnicas vigente en el sistema eléctrico español, sin perjuicio de que puedan introducirse mejoras adicionales en el posterior desarrollo de los procedimientos de operación (pruebas de habilitación, adaptación de las ofertas, etc.).

Aplicación de redespachos por restricciones técnicas: encaje con la Directiva

La participación en el servicio de restricciones técnicas es obligatoria, no obstante, la asignación del servicio está basada en un mecanismo de mercado, ya que, tanto la asignación como la retribución, viene determinada por las ofertas presentadas por los sujetos al operador del sistema, el cual las selecciona siguiendo un criterio de minimización del coste, en la medida en que esto sea posible, es decir, selecciona la solución más económica de entre todas aquellas que son capaces de resolver una restricción.

Se puede afirmar, por tanto, que la aplicación de redespachos regulada en las CSNF cumple en general los criterios exigidos por el artículo 13 del Reglamento (UE) 2019/943, ya que se basa en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, y está abierta a todas las tecnologías de generación, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda. Además, la selección de los recursos redespachados se lleva a cabo utilizando mecanismos de mercado, tiene compensación financiera (ligada a las ofertas de los sujetos), y su resultado no afecta al precio de la energía de balance, que presenta ofertas diferenciadas.

Existe una excepción a la asignación de ofertas basada en mercado y con compensación financiera determinada por las ofertas de restricciones del sujeto. Es el caso de las reducciones de los programas establecidas por razones de seguridad del sistema en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, que son valoradas al precio marginal resultante en el mercado diario para el periodo de contratación correspondiente.

Esto, si bien puede considerarse una excepción, no es contrario al artículo 13 del Reglamento antes citado, ya que el apartado 3 de ese mismo artículo permite la aplicación de redespachos no basados en mercado bajo determinados supuestos¹⁷. En este caso, la justificación vendría dada por el carácter zonal de las restricciones técnicas, lo que reduce la competencia efectiva; la recurrencia de la mayoría de los supuestos de restricción, lo que permite anticipar las necesidades del sistema; y la capacidad de muchas instalaciones para influir en la aparición de las restricciones, en particular, en el caso de congestiones a la evacuación. Así, al objeto de evitar comportamientos estratégicos y prácticas

¹⁷ "3.El redespacho de la generación, del almacenamiento de energía y de la respuesta de la demanda no basados en el mercado sólo podrán emplearse cuando: a) no exista una alternativa basada en el mercado; b) todos los recursos disponibles basados en el mercado hayan sido utilizados; c) el número de instalaciones de generación de electricidad, de almacenamiento de energía o de respuesta de la demanda disponibles sea demasiado bajo para garantizar una competencia eficaz en la zona donde estén situadas las instalaciones adecuadas para la provisión del servicio; o d) la situación actual de la red eléctrica lleve a una congestión tan regular y previsible que el redespacho basado en el mercado daría lugar a ofertas estratégicas regulares que aumentarían el nivel de congestión interna y el Estado miembro afectado haya adoptado un plan de acción para hacer frente a estas congestiones o garantice que la capacidad mínima disponible para el comercio interzonal es conforme con el artículo 16, apartado 8."

contrarias a la competencia efectiva¹⁸, que serían difícilmente controlables, y tendrían que ser costeadas por la demanda, se considera adecuado mantener la valoración de las anulaciones de programa al precio del mercado diario.

Respecto a la ausencia de compensación financiera, cabe citar que el apartado 7 de este mismo artículo 13 permite aplicar una excepción cuando los redespachos no se basan en mercado en el caso de los productores que hayan aceptado un acuerdo de conexión en el que no se garantice la entrega firme de energía. Este principio es de aplicación general a todos los accesos a la red española. Además, a la vista de los criterios de cálculo de la compensación financiera que apunta dicho apartado 7, no puede descartarse que la valoración del redespacho al precio del mercado diario ya sea la compensación financiera exigida (por ejemplo, *ingresos netos procedentes de la venta en el mercado diario de la electricidad que la instalación de generación (...) habría generado sin la solicitud de redespacho*).

Sistemas de reducción de carga

También considera adecuada esta Comisión la incorporación en las CSNF de un artículo dedicado a la solución de restricciones técnicas mediante sistemas de reducción de carga (automatismos de teledisparo o sistemas de reducción automática de potencia), el cual proporciona respaldo normativo al uso de automatismos en situaciones de restricción y, en particular, al procedimiento de operación 3.11, relativo al sistema de reducción automática de potencia. El sistema de reducción automática de potencia (SRAP) se encuentra operativo desde la aprobación por la CNMC del PO3.11, mediante Resolución de 13 de enero de 2022. Este sistema permite evitar, o al menos reducir, la aplicación de limitaciones de programa precontingencia en D-1 por congestiones en la red, así como el sobrecoste asociado al proceso de solución de restricciones técnicas mediante redespachos de energía a bajar con motivo de la aplicación de limitaciones precontingencia en tiempo real.

Teniendo en cuenta el resultado del trámite de audiencia e información pública de la propuesta del PO3.11, es previsible que durante el trámite de audiencia de la propuesta de CSNF se reciban múltiples comentarios relativos a la necesidad de que el SRAP lleve asociada una retribución. Esta cuestión ya fue analizada por la CNMC en la Resolución de 13 de enero de 2022, antes citada. Se concluyó entonces que la reducción del volumen de redespachos a bajar y de las limitaciones, unido a un coste no muy elevado de implantación del sistema de reducción automática de potencia, podía ser un incentivo económico suficiente para los potenciales participantes. Por tanto, se consideró que no resultaba necesario prever una retribución, sin perjuicio de que este aspecto podría revisarse en el futuro si se constataba un endurecimiento de las condiciones de los participantes, por ejemplo, por incremento del número de activaciones, y/o

¹⁸ Prácticas consistentes, por ejemplo, en obtener un programa en el mercado diario que no resulte viable con el único objetivo de obtener un beneficio con su anulación posterior en el proceso de resolución de restricciones técnicas.

un bajo interés en la participación por insuficiencia de incentivo. Al objeto de garantizar que se llevara a cabo una evaluación periódica de estas cuestiones, se añadió un apartado al P.O.3.11 exigiendo al operador del sistema un reporte periódico de información a la CNMC sobre la prestación del servicio.

6.5 Sobre la repercusión del coste de los servicios

Tradicionalmente, el coste de los servicios de no frecuencia y restricciones técnicas en el sistema eléctrico español ha sido repercutido a la demanda, en proporción a sus consumos. Esto es porque la demanda ha sido considerada un sujeto pasivo que recibe los servicios prestados por la generación para asegurar el suministro.

En los últimos años, la regulación europea ha internalizado un cambio en el paradigma generación = proveedor de servicios y demanda = receptor de servicios, con la introducción del concepto de respuesta de la demanda y la figura del agregador como proveedor de servicios de flexibilidad, tanto balance como no frecuencia o redespacho. De aquí deriva la necesidad de acometer un cambio en el modelo de financiación del coste de los servicios del sistema, al objeto de avanzar en un trato equitativo para todas las tecnologías y evitar desincentivos a la participación de la demanda.

Las CSNF contemplan la posibilidad de excluir el consumo de energía activa asociado a la prestación de un servicio de no frecuencia o bien asociado a la solución de restricciones técnicas, del reparto del coste del correspondiente servicio. **La CNMC considera adecuada esta propuesta del operador del sistema**, sin perjuicio de que quizá haya que prever algo distinto para el servicio de control de tensión, en función del modelo retributivo que finalmente sea implantado en el PO7.2 (considerar la energía reactiva, distribuir parte del coste entre los incumplimientos de la generación, etc.).

Hay que reconocer que esta disposición no conseguirá por sí sola poner a la demanda en igualdad de condiciones que la generación, ya que la demanda se ve afectada en este sentido por otros muchos aspectos, como los peajes o las pérdidas, pero igualmente se puede argumentar que tampoco están en igualdad de condiciones todas las tecnologías de generación, ya que presentan distintas estructuras de coste, cargas impositivas, etc. En todo caso, estos aspectos adicionales quedan fuera del ámbito de las CSNF objeto de esta memoria.

7. CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LAS CONDICIONES POR LA CNMC

7.1 Con carácter previo al trámite de audiencia pública

En este apartado se especifica el detalle de los cambios introducidos por la CNMC en el texto de las CSNF propuesto por el operador del sistema.

Introducción y contexto legal:

- Se precisa en el párrafo (1) el proceso de tramitación, propuesta por el operador del sistema y revisión del texto por la CNMC.
- Aunque esté ya implícito, por claridad, se indica en el párrafo (4) que estas Condiciones tienen en cuenta también los desarrollos derivados de la regulación europea.

Artículo 2 Alcance

- Mejoras de redacción que no alteran el contenido.

Artículo 3 Coordinación de las Condiciones

- Se añade a la referencia a consulta pública del operador del sistema el trámite de audiencia de la CNMC.

Artículo 4 Definiciones

- Se reorganizan las definiciones y se incorporan definiciones adicionales, que se consideran necesarias para la comprensión del texto.
- Se elimina la referencia a “otros servicios para la operación del sistema” de las definiciones, para evitar confusión, no se pretende en estas Condiciones definir servicios adicionales a los explícitamente citados. Es un concepto general para referirse a todo aquello que no sean servicios de no frecuencia.

Artículo 5 Requisitos de datos e información

- La transparencia es un pilar esencial de la regulación europea para garantizar una competencia efectiva en los mercados. Se debe prever en las CSNF la publicación de información relevante sobre el funcionamiento, asignación y coste de los servicios bajo su ámbito, al igual que se publica información de los servicios de balance. Se ha añadido un párrafo al respecto en este artículo, el cual prevé su desarrollo en los procedimientos de operación.

Artículo 6 Consideraciones para los servicios de no frecuencia

- Se revisa la redacción de los párrafos (1), (2) y (3), al objeto de facilitar la comprensión.
- Se añade el servicio de arranque autónomo en el párrafo (1).
- Se especifica la doble vía de obligación en los servicios: prestación u oferta obligatoria, y se define el concepto de servicio potestativo. Se contempla además la posibilidad de servicios mixtos.

Artículo 7 Requisitos para la provisión de servicios de no frecuencia

- Se añade en el párrafo 1 una referencia a la provisión de los servicios por instalaciones agregadas o híbridadas.

- Se prevé en el párrafo 4 la posibilidad de particularidades en el carácter general de provisión de los servicios por unidad de programación, al objeto de evitar una limitación innecesaria de las opciones.

Artículo 8 Retribución y liquidación de los servicios de no frecuencia

- Se mejora la redacción para no restringir opciones en la forma y objeto de la repercusión del coste.

Artículo 9 Control de tensión

- Se modifica la redacción de los párrafos (1), (2), (6) y (7) para permitir cambios en el diseño del servicio propuesto en el PO7.4: asignación basada en mercado, prestación mínima basada en oferta obligatoria y retribución para la prestación mínima obligatoria.

Nuevo artículo 10 Servicio de arranque autónomo

- Se añade un nuevo artículo dedicado al servicio de arranque autónomo.

Artículo 12 consideraciones sobre el servicio de restricciones técnicas

- Mejoras de redacción para facilitar la comprensión.

Artículo 17 Solución de restricciones técnicas mediante sistemas de reducción de carga

- Se introduce la posibilidad de incorporar algún tipo de retribución en el SRAP, en coherencia con la Resolución de 13 de enero de 2022 de la CNMC, por la que se aprueba el PO3.11, la cual prevé un seguimiento del servicio y su posible revisión en función de los resultados. Este cambio evitará tener que revisar, en su caso, las Condiciones.

Artículo 19 Entrada en vigor y requerimientos al operador del sistema

- Se fusionan los dos artículos.
- Se elimina el párrafo sobre la entrada en vigor, que ya se establece en la resolución de la CNMC.
- Se especifica que los servicios de no frecuencia requieren la aprobación de nuevos procedimientos de operación y se prevé un plazo máximo para que el operador del sistema someta la propuesta a consulta pública. Aclarar al respecto que el PO7.4, entre otros, relativos al servicio de control de tensión, han sido ya remitidos por REE a la CNMC para aprobación con carácter previo a la aprobación de las CSNF, por lo que no resulta necesario reiniciar su tramitación.
- Se prevé un plazo máximo para la propuesta por el operador del sistema de los procedimientos de operación adaptados a las CSNF para permitir la participación de la demanda, entre otras, en lugar del plazo para su adaptación, que no resulta claro a qué se refiere (propuesta, aprobación o implementación). Aclarar al respecto que las CSNF no responden a un

mandato explícito de los códigos de red, como sucedía con las Condiciones relativas al balance, por tanto, en este caso, no hay un plazo máximo legal para su implementación.

7.2 Tras el trámite de audiencia pública

Durante el trámite de audiencia pública de la propuesta llevado a cabo por la CNMC se han recibido comentarios de 14 sujetos, tanto asociaciones como empresas y administraciones; en representación de diversas actividades del sector: generación, demanda, comercialización, almacenamiento y distribución.

En general, los sujetos valoran positivamente la propuesta de CSNF, aunque sugieren precisar algunos aspectos y proponen cambios de redacción. La mayor parte de los comentarios están focalizados en el servicio de control de tensión, la consideración de los cuales será vital para la posterior tramitación del PO7.4.

Respecto a los principios que rigen el diseño de los servicios, los sujetos muestran preferencia por las soluciones de participación voluntaria y asignación basada en mercado y solicitan la incorporación en las Condiciones de una obligatoriedad de avalar otro tipo de diseño con un análisis coste beneficio. No obstante, la posición no es unánime, ya que algún sujeto muestra desconfianza en las soluciones de mercado, especialmente en el caso de mercados locales con baja liquidez. En el caso de introducir servicios de prestación u oferta obligatoria, los sujetos solicitan que se prevea una retribución asociada a los costes de inversión para adaptación tecnológica, así como un mecanismo de exenciones y un dilatado periodo de moratoria para acometer dicha adaptación.

En un orden más de detalle, los sujetos proponen diversos cambios de redacción en el texto de las CSNF, la mayoría de las cuales consisten en aclaraciones del alcance de los términos utilizados, el papel de los distribuidores, el incremento de la transparencia, etc. En cuanto a la financiación del coste de los servicios, surgen voces discordantes a favor y en contra de la repercusión a la demanda, en función de si ésta es entendida como receptor último de los servicios de no frecuencia o bien como sujeto proveedor de dichos servicios. Por último, los sujetos solicitan que se acorten los plazos previstos de desarrollo e implantación.

A resultas del trámite de audiencia, se han introducido diversas modificaciones en el texto de las CSNF, las más relevantes de las cuales se relacionan a continuación.

Introducción y contexto legal:

- Se trasladan a esta sección los párrafos 2 a 4 del artículo 2, por considerar que encaja mejor su contenido.

Artículo 2 Alcance

- Se mejora la redacción del artículo 2 trasladando varios párrafos del artículo 7, cuya redacción es además revisada, por considerar que dichos

párrafos son genéricos y deben aplicar a todos los servicios regulados por las CSNF.

Artículo 4 Definiciones

- Se añade una nota aclaratoria a la definición de capacidad de arranque autónomo.

Artículo 6 Consideraciones para los servicios de no frecuencia

- Se modifica la redacción de varios párrafos al objeto de precisar el contenido y mejorar así la comprensión.
- Se añade un nuevo párrafo 4 en el que se requiere al operador del sistema acompañar de un análisis coste beneficio las propuestas de desarrollo de servicios con participación obligatoria y no basada en mercado.
- Se añade un nuevo párrafo 5 que prevé la aplicación de exenciones en los servicios de prestación obligatoria, así como periodos de moratoria en las obligaciones y penalizaciones.

Artículo 8 Retribución y liquidación de los servicios de no frecuencia

- Se añade un nuevo párrafo 2 que prevé una posible retribución regulada para los servicios que sean prestados en condiciones no de mercado.

Artículo 9 Control de tensión

- Se hacen algunas precisiones y mejoras de redacción.

Artículo 10 Servicio de arranque autónomo

- Se prevé en párrafo 3 la coordinación e intercambio de información entre el operador del sistema y los gestores de las redes de distribución.

Artículo 11 Alcance del servicio de restricciones técnicas

- Se prevé establecer criterios de transparencia en los procedimientos correspondientes.

Artículo 13 Proceso de solución de restricciones técnicas

- Se hacen algunas mejoras precisiones, en relación con la recepción de solicitudes de aplicación de limitaciones por el OS.

Artículo 14 Requisitos para la participación en restricciones técnicas

- Se corrige una errata en el párrafo 2, que resultaba incoherente con el PO3.2 en vigor, sin voluntad de modificar la disposición. En concreto, se establece que quedan exentas de participar en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas las importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que esté implantado un sistema

coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, en lugar de los países no pertenecientes a la UE que, por error, recogía el texto sometido a trámite de audiencia.

Artículo 16 Retribución y liquidación del servicio de restricciones técnicas

- Se da firmeza a la exclusión, a efectos del reparto del coste, de los consumos que hayan sido programados como un redespacho para la solución de restricciones técnicas.

No obstante, no se ha considerado oportuno prever retribución para los redespachos no efectivos, indirectos o limitaciones, sin perjuicio de que pudiera hacerse en los procedimientos de operación.

Artículo 19 Procedimientos de operación

- Mejoras de redacción.

En la complicada situación que atraviesa actualmente el sector, no se ha considerado oportuno añadir presión acortando los plazos previstos en el artículo 19, como solicitan algunos en el trámite de audiencia. No obstante, se hace notar que son plazos máximos, por lo que aquellas propuestas que se encuentren en un avanzado estado de elaboración por el operador del sistema podrán ser lanzadas con una mayor brevedad.

8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA RESOLUCIÓN

No es posible presentar un análisis exhaustivo y preciso del impacto económico que tendrá la resolución sobre el sistema eléctrico, ya que esta Comisión no dispone de información suficiente para poder cuantificar dicho impacto.

En su defecto, se valora cualitativamente el impacto de los dos cambios más relevantes que introducirán las Condiciones: el nuevo servicio de control de tensión y la apertura del servicio de restricciones a la demanda y el almacenamiento. A grandes rasgos: mayor eficiencia en los procesos, menores costes y cumplimiento de la regulación europea.

8.1 Servicio de control de tensión

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 establece, en su artículo 40, que los gestores de red deben contratar los servicios de ajuste mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado. El servicio de control de tensión se encuentra bajo el ámbito de dicha Directiva como servicio de ajuste de no frecuencia.

Actualmente, los proveedores del servicio siguen consignas fijas que los gestores de red emiten por teléfono, correo electrónico o incluso correo ordinario. A criterio del operador del sistema, el dinamismo creciente del sistema eléctrico en lo que se refiere a una mayor flexibilidad tanto de la generación, demanda, autoconsumo y almacenamiento como de las interconexiones internacionales hace que estas metodologías de control de tensión requieran con urgencia una actualización. Un control de tensión basado en el seguimiento de consignas en tiempo real calculadas mediante el uso de las nuevas tecnologías resultará más eficiente que en la actualidad. Todo ello redundará tanto en la mejora de la calidad del servicio como en una significativa reducción de los costes y de emisiones de CO₂ en los que actualmente se ha de incurrir al resolver los problemas de tensión mediante la programación de entregas de potencia activa en el proceso de solución de restricciones técnicas.

En los últimos años se han producido avances regulatorios en el ámbito de las condiciones de acceso a la red que van a posibilitar disponer de mayores capacidades técnicas en los proveedores del servicio. El P.O. 7.4 establecerá un marco común en el que los proveedores del servicio de control de tensión puedan participar de forma coherente a sus capacidades técnicas y al ámbito normativo bajo el que cada uno se encuentra dependiendo de su tecnología, potencia, red de conexión y año de puesta en servicio. Asimismo, se han considerado las instalaciones de almacenamiento y la hibridación de tecnologías, que, pese a no tener aún una presencia relevante en el sistema, es esperable que la tengan en el futuro.

El operador del sistema alega que no se puede garantizar la seguridad del sistema ante la creciente penetración de generación no síncrona sin un servicio de control de tensión que garantice una adecuada participación de todas las tecnologías de generación, almacenamiento, demanda y autoconsumo. Esto quedó patente en el incidente del 24 de Julio de 2021 en el que para recuperar la tensión se tuvo que desacoplar hasta 10 reactancias de forma manual durante el minuto posterior a la pérdida del doble circuito francés y además la generación basada en electrónica de potencia no solo no contribuyó a controlar la tensión, sino que se desconectaron 321 instalaciones, mayoritariamente por sus protecciones de sub/sobretensión, lo cual supuso una reducción de 2.867 MW de producción, que puso gravemente en peligro la seguridad del sistema.

Estas Condiciones permitirán poner en marcha unos mercados zonales de reserva de capacidad reactiva inductiva/capacitiva destinados a incentivar a los proveedores del servicio a que oferten su capacidad disponible de potencia reactiva adicional a la obligatoria. Dado que el control de tensión tiene carácter local, cada gestor de red debe definir zonas de influencia sobre las que se articule cada mercado zonal y establecer los requerimientos de capacidad reactiva adicional inductiva y/o capacitiva para dichas zonas.

8.2 Servicio de arranque autónomo

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 establece, en su artículo 40, que los gestores de red deben contratar los servicios de ajuste mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado. El servicio de arranque autónomo se encuentra bajo el ámbito de dicha Directiva como servicio de ajuste de no frecuencia.

Estas Condiciones permitirán la puesta en marcha de dicho servicio en el sistema eléctrico español.

8.3 Participación de la demanda en restricciones técnicas

La Directiva (UE) 2019/943 del Parlamento europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativa al mercado interior de la electricidad, establece en su artículo 13 que el redespacho se basará en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, y estará abierto a todas las tecnologías de generación, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda.

A día de hoy, el proceso de solución de restricciones técnicas está regulado por el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Conforme al mismo, en dicho proceso participan las instalaciones de producción y de consumo de bombeo.

A este respecto cabe destacar que, desde el 11 de febrero de 2016, con la implantación 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, cogeneración y residuos, todas las instalaciones de producción, incluidas las energías renovables, pasaron a participar en el proceso de solución de restricciones técnicas.

En esta situación y al objeto de cumplir con lo establecido en la Directiva (UE) 2019/943, es necesario que las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, en las que se basará el nuevo marco normativo del proceso de solución de restricciones técnicas, contemple la participación de la demanda y el almacenamiento en dicho proceso.

En concreto, la participación de la demanda en el proceso de solución de restricciones técnicas podrá contribuir a mejorar la eficiencia del proceso, así como a reducir las emisiones de CO₂, en tanto que un incremento de la generación emisora de CO₂ puede ser evitado mediante una reducción de demanda que sea proveedora de este servicio.