TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA UN NUEVO PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN P.O.3.11 Y SE MODIFICA EL P.O.3.2 PARA DESARROLLAR UN SISTEMA DE REDUCCIÓN AUTOMÁTICA DE POTENCIA

Nº Expediente: DCOOR/DE/007/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente
D. Ángel Torres Torres

Consejeros
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai
Dª. Pilar Sánchez Núñez

Secretario
D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a XX de XXXXX de 2021

La Sala de Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través 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, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 23 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución:

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

ANTECEDENTES DE HECHO

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

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

El artículo 1 de la Circular 3/2019 determina como objeto de la misma establecer el marco regulatorio del mercado mayorista de electricidad, incluyendo el mercado de ajuste, del que forman parte los servicios de balance y de no frecuencia, así como la resolución de restricciones técnicas.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, así como presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. Asimismo, en su artículo 19, establece que el operador del sistema será responsable tanto de determinar las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, como de llevar a cabo las actuaciones precisas para evitarlas.

Finalmente de acuerdo al artículo 23 de dicha Circular, cuando, en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar alguna previsión relativa al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema cuyo proceso de tramitación no esté recogido en la normativa europea o que sea de ámbito nacional, o cuando sea necesario aprobar especificaciones de detalle de las metodologías previstas en esta circular, los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias previa consulta a los sujetos interesados y consideración de sus puntos de vista, lo que dará lugar a las especificaciones de detalle de las metodologías previstas en los capítulos II al IX de la Circular 3/2019 que serán consideradas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad y procedimientos de operación.

Segundo. En desarrollo de la Circular 3/2019, y según lo previsto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, la CNMC aprobó, mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019, las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español. Asimismo, mediante Resolución de 10 de diciembre de 2020 aprobó la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a dichas condiciones.

Tercero. Mediante oficio de 22 de junio de 2020 y con el propósito de proporcionar a los servicios de no frecuencia y a los redespachos por restricciones técnicas una estructura regulatoria adecuada y coherente, semejante a la establecida para los servicios de balance, la CNMC solicitó a Red Eléctrica de España, en su calidad de operador del sistema, la elaboración de una propuesta de

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español.

Con fecha 25 de junio de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español. El artículo 16 de la propuesta de condiciones contempla la posibilidad de resolver restricciones técnicas mediante sistemas de reducción de carga.

Cuarto. Posteriormente, con fecha 1 de julio de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de un nuevo procedimiento de operación 3.11 sobre el sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo, y la propuesta de modificaciones que deben incorporarse en el procedimiento 3.2 para posibilitar la implantación de dicho sistema.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema entre el 14 de diciembre de 2020 y el 14 de enero de 2021. El escrito se acompañó de un informe justificativo de la propuesta, así como de los comentarios de los sujetos interesados.

Quinto. Con fecha 5 de noviembre de 2021, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la *"Propuesta de Resolución por la que se aprueba un nuevo procedimiento de operación P.O.3.11 y se modifica el P.O.3.2 para desarrollar un sistema de reducción automática de potencia".* Asimismo, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones.

Sexto. Con fecha 5 de noviembre de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos

El artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, establece que la CNMC aprobará 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. El párrafo final de este artículo 7.1 habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

El artículo 1 de la Circular 3/2019 determina como objeto de la misma establecer el marco regulatorio del mercado mayorista de electricidad, incluyendo el mercado de

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

ajuste, del que forman parte los servicios de balance y de no frecuencia, así como la resolución de restricciones técnicas.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea y para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, entre otros, en lo relativo a la prestación de servicios de ajuste en el sistema eléctrico. Asimismo, en su artículo 19, determina que el operador del sistema será responsable tanto de determinar las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, como de llevar a cabo las actuaciones precisas para evitarlas.

La Circular 3/2019, en su artículo 23, establece el procedimiento de aprobación, mediante resolución, aplicable a las previsiones relativas al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema dentro del marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Segundo. Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución

De acuerdo con el informe justificativo que acompaña la propuesta del operador del sistema, lo que se propone es crear un nuevo mecanismo para otorgar mayor flexibilidad al sistema a la hora de resolver restricciones técnicas asociadas a incumplimientos de los criterios de seguridad post contingencia, optimizando el uso de las redes y maximizando la integración de la generación renovable. El sistema de reducción automática de potencia permitirá evitar, o al menos reducir, el impacto de la aplicación de las medidas actualmente empleadas con dicho fin, como, por ejemplo, la aplicación de limitaciones de programa precontingencia en D-1 por congestiones en la red o 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.

Para ello, propone un nuevo Procedimiento de Operación 3.11 *Sistema de Reducción Automática de Potencia de las instalaciones de generación e instalaciones de bombeo*, que establece los criterios generales y especificaciones del nuevo mecanismo. Se describen a continuación las principales características del Sistema de Reducción Automática de Potencia (en adelante, SRAP) regulado en el P.O.3.11:

- La participación en el SRAP es voluntaria, queda sujeta a la potestad del titular o representante de cada instalación que, en caso de desear participar, deberá solicitar la habilitación al operador del sistema y superar las correspondientes pruebas de habilitación.

- Las pruebas de habilitación para el SRAP quedan recogidas en el Anexo I del P.O.3.11. Dichas pruebas consisten en el intercambio de señales entre centros de control, por lo que la instalación no deberá reducir su potencia

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

durante las mismas, salvo que se trate de una instalación a la que se haya retirado previamente la habilitación por incumplimiento, en cuyo caso, deberá superar una prueba real de reducción de potencia para recuperar la habilitación.

- No se prevé una retribución específica por la participación en el proceso de reducción automática de potencia.

- Se permite la participación de todas las instalaciones o conjuntos de las mismas que posean una unidad física con localización eléctrica específica, conforme a los criterios de organización de las unidades físicas establecidos en el Anexo II del P.O. 3.1. Es decir, la participación está abierta a todas las unidades a las que se les pueden aplicar redespachos en el proceso de solución de restricciones técnicas.

- La reducción automática de potencia se predispondrá respetando el orden de prioridad recogido en el procedimiento de operación para la solución de restricciones técnicas. En caso de no existir dicho orden o ante una misma prioridad de despacho, se aplicará un sistema de turnos rotatorios con el objetivo de equilibrar el tiempo de predisposición en reducción entre todos aquellos generadores que contribuyan a una misma sobrecarga.

- Se definen varios tiempos de respuesta de las instalaciones desde la activación de la señal de reducción: respuesta rápida (3 segundos), media (40 segundos) y lenta (15 minutos).

- Tras la activación de la señal, la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero. El operador del sistema podrá establecer uno o más valores de reducción automática de potencia diferentes de cero en aquellas situaciones en las que la reducción de carga total por parte de la instalación no sea posible por afectar a la seguridad del sistema.

- Se establecen por último las condiciones que, en caso de darse, conllevarían un incumplimiento de la participación en el sistema de reducción automática de potencia por parte de las instalaciones participantes en el mismo, lo que conllevaría la retirada de la habilitación.

Adicionalmente a la aprobación del nuevo P.O.3.11, la implantación del sistema de reducción automática de potencia en el sistema eléctrico español requiere la modificación del P.O. 3.2 *Restricciones Técnicas*. A continuación, se identifican los cambios que se introducen en dicho procedimiento de operación:

- Se añade en el apartado 3 una nueva definición para recoger el término Sistema de reducción de carga para hacer referencia a los automatismos de teledisparo o el SRAP.

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

- Se elimina el apartado 6.1.7 *Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de la generación* y se traslada su contenido a los apartados 6.1.2, 6.1.3 y 6.1.5, para una mejor comprensión y coherencia. El apartado 6.1.8 pasa, por lo tanto, a ser el apartado 6.1.7.

- Se incluye como medio para la solución de las restricciones técnicas definidos en el apartado 6.1.2 del P.O 3.2 en vigor, la predisposición de los sistemas de reducción de carga.

- Se modifica el apartado 6.1.3.b) para incluir el proceso completo de solución de solución de restricciones técnicas que se encontraba en el apartado 6.1.7 eliminado.

  En la resolución de restricciones post contingencia en el PDBF, se incluye una nueva prioridad en caso de unidades con igual influencia en una determinada restricción ante una determinada contingencia, de tal forma que se reducirán en primer lugar los programas de las unidades que no dispongan de un sistema de reducción de carga habilitado por el operador del sistema ante la contingencia que produce la congestión y, en caso de que esta reducción no resuelva la congestión, el operador del sistema procederá a la consideración de la predisposición de los sistemas de reducción de carga de las instalaciones habilitadas ante dicha contingencia. Únicamente en caso de que por seguridad no sea posible considerar la predisposición de todos los sistemas de reducción de carga disponibles y la restricción siga sin resolverse, se reducirán los programas de las unidades que dispongan de un sistema de reducción de carga habilitado. El objeto de esta nueva prioridad es que las instalaciones que sean causantes de manera parcial o total de una congestión post contingencia, y decidan voluntariamente no participar en alguno de los sistemas de reducción de carga, no se vean beneficiadas por la actuación de aquéllas que sí puedan participar en estos sistemas.

- Se traslada al apartado 6.1.5 la información referente a la aplicación de limitaciones para evitar restricciones en posteriores mercados que se encontraba en el apartado 6.1.7 eliminado. De igual forma que en el caso anterior, se incentiva la participación voluntaria en el sistema de reducción automática de potencia.

- Se incluyen en el apartado 7.1 los criterios que tendrá en cuenta el operador del sistema a la hora de predisponer en tiempo real los sistemas de reducción de carga.

- Se especifica en el apartado 7.1 que la activación de los sistemas de reducción de carga en la operación tiempo real dará lugar a limitaciones de programa sobre las unidades afectadas, generándose los redespachos que pudieran aplicar.

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

- Se especifica en los apartados 6.1.6 y 7.2 que los gestores de la red de distribución podrán solicitar la aplicación de limitaciones en caso de identificar restricciones en la red objeto de su gestión.

En el Anexo de esta resolución se incluye la propuesta de procedimientos de operación 3.11 y 3.2.

Tercero. Consideraciones sobre la propuesta elaborada por el operador del sistema

Tercero1. Oportunidad de la propuesta

Según establece el procedimiento de operación 3.2, una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte 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 programas de energía. El citado P.O.3.2 recoge los mecanismos que deben utilizarse para solucionar las restricciones técnicas identificadas, entre otras razones, por incumplimiento de los criterios de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia.

Tal como argumenta el operador del sistema en el informe justificativo de la propuesta, los escenarios previstos para el corto y medio plazo, con un mix de generación que incrementará progresivamente la participación de renovables, hasta alcanzar una cuota muy elevada, conllevarán una mayor complicación de la operación en tiempo real, con frecuentes cambios de programa (programación cuarto-horaria), a los que se sumará el desafío de las rampas de elevada pendiente asociadas a la generación fotovoltaica y eólica y al control de un número creciente de instalaciones. Ante estos escenarios, es de esperar que la necesidad de aplicar mecanismos de solución de restricciones técnicas a la generación renovable y no renovable se incremente notablemente, por lo que resulta imprescindible desarrollar nuevos mecanismos o sistemas que permitan flexibilizar la operación del sistema de una manera rápida y segura, a la vez que se garantice la optimización de los costes que el sistema debe asumir.

Las ventajas del nuevo mecanismo de reducción automática de potencia pueden sintetizarse en lo siguiente:

- Su implantación tendrá un coste reducido para los participantes. Dado que los enlaces de comunicaciones para el envío de las señales de predisposición y activación son los ya establecidos entre los centros de control. Es decir, el establecimiento de las comunicaciones no supondrá un coste adicional para la instalación o el centro de control de generación y demanda.

- Será un sistema más flexible y dinámico que el actual mecanismo de teledisparos. Dado que el SRAP no está asociado a una contingencia

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

específica, al contrario de lo que sucede con los actuales automatismos de teledisparo, puede activarse para solucionar una o varias sobrecargas inadmisibles post contingencia y, los requisitos asociados al sistema de reducción automática de potencia son menos exigentes que los del sistema de teledisparo.

- Reducirá el sobrecoste asociado a la solución de restricciones técnicas. Con la implantación del sistema de reducción automática de potencia, se prevé reducir la necesidad de aplicar limitaciones para solucionar restricciones técnicas al PDBF y en tiempo real, lo que implicaría un menor coste para el sistema asociado al pago de las restricciones técnicas a bajar.

- La flexibilidad de este sistema permitirá maximizar la integración de energía en el sistema, especialmente de energía renovable, así como el uso de las redes.

En paralelo a la propuesta de SRAP, se encuentra en tramitación la propuesta de *Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*. Si bien hubiera sido conveniente que las citadas Condiciones hubieran estado aprobadas con anterioridad al nuevo Procedimiento de Operación 3.11, ya que éstas establecen las disposiciones de alto nivel del servicio de restricciones y el sistema de reducción automática de potencia, en el contexto actual y previsto de fuerte penetración de renovables, se considera necesario priorizar la implantación del SRAP. Asimismo, el SRAP es un sistema cuya finalidad y funcionamiento son análogos a los actuales automatismos de teledisparo, por lo que no se está regulando un nuevo servicio de ajuste sino la evolución de un sistema existente de señales para reducir producción o consumo.

Por otra parte, la Hoja de Ruta del operador del sistema ya preveía la puesta en marcha del SRAP antes de la aprobación de las Condiciones, justificado en la necesidad de combatir el incremento de la aplicación de limitaciones a instalaciones renovables que se está ya observando en algunas zonas y se prevé que aumente en los próximos años, con la entrada de nuevas instalaciones en el sistema. Ello sin perjuicio de que tras la aprobación de las condiciones pueda ser necesario revisar algunos aspectos del texto del P.O.3.11 que se aprueba mediante esta resolución.

Tercero2. Ámbito de aplicación del SRAP

Uno de los aspectos que podría tener que revisarse tras la aprobación de las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia es el ámbito de aplicación del SRAP, en particular, para permitir la participación de la demanda. Dado que la predisposición o activación del sistema de reducción automática de potencia constituirá un medio de solución de restricciones técnicas, su aplicabilidad quedará acotada a las instalaciones que actualmente participan en dicho proceso, es decir, a las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo. En el momento en el

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

que el ámbito de aplicación del P.O.3.2 se amplíe para incluir a las instalaciones de demanda y las instalaciones de almacenamiento, será necesario revisar también el P.O. 3.11 en el mismo sentido.

Tercero3. Ausencia de retribución

Según recoge en el informe justificativo de la propuesta, el operador del sistema considera que existe un incentivo económico positivo para las instalaciones que tengan un sistema de reducción automática de potencia habilitado, en la medida en que verán reducida totalmente, o al menos parcialmente, las limitaciones de sus programas precontingencia por congestiones en la red. Por ello, el operador entiende que no resulta necesario dotar el SRAP con un mercado de asignación y una retribución específica asociada.

Destaca también el operador que la frecuencia de activación de los sistemas de reducción automática de potencia se espera que sea similar a la de los sistemas de teledisparo. Estos últimos, habilitados en 34 instalaciones del sistema eléctrico español, han sido predispuestos un total de 9.108 veces desde 2011, por un total de 53.180 horas, tiempo en el que los generadores afectados han evitado la limitación de su producción. Sin embargo, únicamente se han producido 6 activaciones de los equipos de teledisparo en los últimos 10 años, no habiendo sido necesaria ninguna activación desde 2016.

Esta Comisión comparte la opinión del operador respecto a 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, puede ser un aliciente económico para los potenciales participantes. Por ello, se concluye que no resulta necesaria la retribución, sin perjuicio de que este aspecto podría revisarse en el futuro si se constata un endurecimiento de las condiciones de los participantes, por ejemplo, por incremento del número de activaciones, y/o un bajo interés en la participación.

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

RESUELVE

Primero. Aprobar los procedimientos de operación P.O.3.2. *Restricciones técnicas* y P.O.3.11. *Sistema de Reducción Automática de Potencia de las instalaciones de generación e instalaciones de bombeo*, que se incluyen en el Anexo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos al día siguiente a su publicación en el BOE.

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

Segundo. Dejar sin efectos, en esa misma fecha, el P.O.3.2 aprobado por resolución de esta Comisión de 10 de diciembre de 2020.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de los establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

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

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

ANEXO: Propuesta de procedimientos de operación

- Modificación del P.O. 3.2. Restricciones técnicas
- Y nuevo P.O. 3.11. Sistema de Reducción Automática de Potencia de las instalaciones de generación e instalaciones de bombeo

[Conviene aclarar que el texto del P.O.3.2 anexo no incorpora los cambios propuestos en el ámbito de la adaptación de este mismo procedimiento para la introducción de la programación cuarto-horaria. Se trata de propuestas independientes que se irán adaptando a medida que se vayan aprobando].

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN