

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**1183** *Resolución de 13 de enero de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba un nuevo procedimiento de operación 3.11 y se modifica el procedimiento de operación 3.2 para desarrollar un sistema de reducción automática de potencia.*

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.

Tabla de contenido.

- I. Antecedentes de hecho.
- II. Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.

Segundo. Síntesis de la modificación de los procedimientos de operación que se aprueba mediante la presente resolución.

Tercero. Consideraciones sobre el sistema de reducción automática de potencia.

Tercero.1 Oportunidad de la propuesta del operador del sistema.

Tercero.2 Ámbito de aplicación del SRAP.

Tercero.3 Ausencia de retribución.

Tercero.4 Tiempos de respuesta.

Tercero.5 Interferencia con la gestión de la red de distribución.

Tercero.6 Otras cuestiones surgidas en el trámite de consulta.

– Publicidad de Información.

– Aplicación de la prioridad de despacho.

– Número máximo de activaciones.

– Activación por escalones.

– Alcance de las pruebas de habilitación.

– Detalle del proceso de deshabilitación.

– Obligatoriedad de adscripción a un centro de control.

Tercero.7 Cambios introducidos en los procedimientos tras la consulta pública de la propuesta por la CNMC.

Resuelve.

Anexo: procedimientos de operación.

– P.O.3.2 Restricciones técnicas.

– P.O.3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.

## I. 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.

Segundo.

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 esta 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.

Tercero.

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.

Cuarto.

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

Quinto.

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.

Sexto.

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.

Séptimo.

Con fecha 8 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 hasta el 9 de diciembre.

Octavo.

Con fecha 8 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.

## II. 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 esta 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 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 modificación de los procedimientos de operación que se aprueba mediante la presente resolución.*

De acuerdo con el informe justificativo que acompañaba la propuesta del operador del sistema, lo que se implanta es un 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, se crea 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 de este 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 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, ni por la predisposición a la activación, aunque sí se retribuirá al precio de la oferta presentada el redespacho que, en su caso, resulte necesario al aplicar la reducción.

– 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, media y lenta.

- 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.

- 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. 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 participen 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 disponer 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.

– 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 incluyen el nuevo P.O.3.11 y la modificación del P.O.3.2.

Tercero. *Consideraciones sobre el sistema de reducción automática de potencia.*

Tercero.1 Oportunidad de la propuesta del operador del sistema.

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 complejidad 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 herramientas 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 sistema de reducción automática de potencia pueden sintetizarse en lo siguiente:

– Su implantación no debería suponer un coste relevante para los participantes, dado que los enlaces de comunicaciones para el envío de las señales de predisposición y activación son los ya establecidos entre el operador del sistema y 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.

– Sin perjuicio de que no son sistemas excluyentes, el SRAP será más flexible y dinámico que el actual mecanismo de teledisparos. Dado que el SRAP no está asociado a una contingencia 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 sobre coste 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. En el trámite de audiencia de la



propuesta, algunos sujetos han solicitado que se paralizara la tramitación del P.O.3.11 hasta la aprobación de las citadas Condiciones. A este respecto, cabe recordar que las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, tienen por objeto enmarcar en una norma aprobada por la CNMC los principios generales de los servicios de ajuste cuya regulación compete a esta Comisión. Incluyen el SRAP por ser una herramienta utilizada en la resolución de restricciones técnicas, cuyo funcionamiento afecta al mercado y despacho de energía. Por ello, las Condiciones no son imprescindibles para la implantación del SRAP, ni tampoco quedarán bajo el ámbito de las Condiciones todos los aspectos relativos al SRAP, ya que, los criterios para la conexión a la red de los automatismos vienen regulados en otras normas.

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.

Todo lo anterior 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 o, que el SRAP deba modificarse posteriormente para perfeccionar su funcionamiento y efectividad con el aprendizaje obtenido con la experiencia, según se prevé en alguno de los expositivos siguientes.

También han solicitado algunos sujetos la integración del texto propuesto de P.O.3.11 en el P.O.3.2 sobre restricciones técnicas y el P.O.3.8 sobre pruebas, junto con el automatismo de teledisparo. Aunque podría considerarse adecuado posteriormente modificar el reparto de contenido entre procedimientos, tras la aprobación de las Condiciones y/o la revisión de otras normas sobre automatismos por la autoridad nacional competente, la propuesta de P.O.3.11 se considera oportuna en estos momentos, porque aporta sencillez y facilita a los sujetos la comprensión del nuevo SRAP.

### Tercero.2 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 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 analizar la apertura del SRAP a estas tecnologías.

### Tercero.3 Ausencia de retribución.

La necesidad de que el SRAP sea retribuido ha sido otro de los comentarios recurrentes de los sujetos en el ámbito de la consulta pública. Solicitan que se retribuya la predisposición de las instalaciones y no solo el redespacho resultante en caso de activación.

Según recogía en el informe justificativo de su 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 incentivo económico suficiente 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 insuficiencia de incentivo.

Para garantizar que se lleve a cabo una evaluación periódica de estas cuestiones, se ha añadido un apartado al P.O.3.11 para que el operador del sistema reporte información periódica a la CNMC sobre el SRAP.

#### Tercero.4 Tiempos de respuesta.

La propuesta de P.O.3.11 prevé tres tipos de respuesta en función de los tiempos que las instalaciones deberán cumplir desde la activación de la señal de reducción automática de potencia hasta la reducción efectiva de esta: respuesta rápida, en la que la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero en un tiempo inferior o igual a 3 segundos; respuesta media, 40 segundos; y respuesta lenta, 15 minutos. Todas las instalaciones habilitadas han de ser capaces de responder en las tres modalidades, es el operador del sistema el que elige cuál se requiere en un momento dado dependiendo del elemento de red implicado en la sobrecarga post-contingencia y del nivel de sobrecarga de este.

Durante el trámite de consulta pública llevado a cabo por la CNMC se han recibido varios comentarios solicitando cambios en los tiempos de respuesta. La mayoría de los sujetos solicitan que se incremente el tiempo asociado a la respuesta rápida (3 segundos). Alegan que multitud de instalaciones de generación tipo RECORE no podrá cumplir con este plazo y, por tanto, no podrán participar en el SRAP, menguando así la efectividad del propio sistema. Solicitan que se incremente este tiempo a un valor comprendido entre 5 y 10 segundos.

Teniendo en cuenta el beneficio que supone maximizar la participación en el SRAP, pero también el impacto que puede tener la modificación de este plazo, tras analizarse esta cuestión junto con el operador del sistema, se ha optado por modificar la propuesta inicial incrementando el tiempo de la respuesta rápida hasta 5 segundos. No obstante, esta decisión podrá revisarse posteriormente, a resultados del aprendizaje de la experiencia, en los dos sentidos: aumentarse si se constata que un mayor tiempo es necesario para una mayor participación y es asumible bajo criterios de seguridad, o reducirse si se constata que el valor fijado compromete la seguridad y que las instalaciones pueden responder con mayor rapidez.

Por otra parte, algunos sujetos piden que se elimine la respuesta lenta de 15 minutos, porque puede interferir con los productos de balance con tiempo de respuesta similares. Aunque esta Comisión aprecia la similitud entre los distintos productos, el aspecto relevante que los diferencia es la finalidad y los supuestos de uso de cada uno de ellos. Mientras los productos de balance son globales y de activación recurrente, en función de la necesidad de balance del sistema y de la oferta del sujeto, el SRAP es zonal y solo requiere activación efectiva en situaciones de congestión tras una contingencia, lo que, como se ha indicado anteriormente, tiene escasa ocurrencia. Es decir, no se puede anticipar que vaya a existir interferencia entre ambos productos, ya que serán activados en supuestos diferentes. Además, el tiempo de respuesta lenta no



afecta negativamente a la participación. Por lo tanto, se considera que no es necesario eliminar el tiempo de respuesta lento, sin perjuicio de que pueda ser revisado en el futuro si se observa ineficiencia.

También se han recibido varios comentarios respecto a que las especificaciones sobre comunicaciones del SRAP que se propone no respetan lo dispuesto en la implementación nacional del Art.40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, aprobadas mediante Resolución de la CNMC de 13 de noviembre de 2019. En dicha resolución se especifica que el canal de comunicación para el intercambio de información en tiempo real entre los usuarios significativos de red y los centros de control de generación y demanda puede ser a través del OS o del Gestor de la Red de Distribución (GRD) al que se conecta. Solo se prevé una excepción para la participación en el servicio de balance de regulación secundaria, que requiere comunicación directa con el operador del sistema. Algunos distribuidores consideran que el esquema planteado en el P.O.3.11 es contrario a esta norma, porque no permite la comunicación a través del GRD.

En realidad, en el P.O.3.11 no se impone el envío de la información a través del operador del sistema como requisito para la habilitación, se puede participar en el SRAP remitiendo la información a través del GRD, siempre y cuando se cumplan los tiempos de respuesta. Entiende por tanto esta Comisión que la propuesta no es contraria a la metodología del artículo 40.6; y que la problemática planteada por los distribuidores es que la necesidad de cumplir el tiempo de respuesta rápida podría limitar la elección del GRD, como medio para remitir información en tiempo real, por parte de las instalaciones que deseen participar en el SRAP.

A este respecto, se considera que la posición de los GRD mejorará gracias al incremento del tiempo de respuesta rápida de 3 a 5 segundos, por lo que no resulta justificado tomar medidas adicionales.

#### Tercero.5 Interferencia con la gestión de la red de distribución.

Otro comentario general formulado por los sujetos distribuidores es que, aunque consideran positivo el objetivo que se persigue con la implementación de este mecanismo, creen que está excesivamente focalizado en las necesidades de seguridad y eficiencia en la red de transporte, por lo que no solo deja al margen los problemas que puedan surgir en la red de distribución, sino que puede incluso interferir en su gestión (flujos indeseados, activación de protecciones, desincentivo a la implantación de teledisparos, etc.). Solicitan los distribuidores poder participar en el SRAP más allá de lo que prevé el P.O.3.11, por ejemplo, adaptando las especificaciones del producto a las necesidades de la red de distribución, permitiendo al distribuidor rechazar la habilitación de una determinada instalación o su predisposición en un momento dado, pudiendo hacer uso del sistema, solicitando la predisposición de elementos en su red e incluso en la de transporte, etc.

Esta Comisión entiende la preocupación de los GRD. Los retos de la transición energética y la integración de la generación distribuida son importantes para todos los sujetos implicados, especialmente para los gestores de las redes, tanto de transporte como de distribución. Garantizar la seguridad en la red de distribución va a requerir herramientas y servicios similares a aquellos de los que dispone la red de distribución. En este sentido apunta la Directiva (UE) 2019/944 cuando exige a los Estados miembros fomentar la modernización de las redes de distribución, a través de medidas inteligentes que permitan a los GRD tener una mayor visibilidad y gestionabilidad de su red. También prevé la Directiva que los Servicios de Ajuste puedan ser desarrollados y utilizados tanto por los TSO como por los GRD, cada uno en el ámbito de su red.

Por todo ello, se considera que el SRAP tendrá que evolucionar en el futuro para adaptarse a los desarrollos que puedan llevarse a cabo en el marco de la Directiva y los reglamentos europeos que la desarrollen, en relación con aspectos como la flexibilidad o las redes inteligentes.

En todo caso, los procedimientos que se aprueban ya contemplan que el operador del sistema informe al GRD de la habilitación de instalaciones conectadas a su red, así

como de las predisposiciones. Y permiten igualmente que el GRD pueda emplear el SRAP cuando la contingencia en un elemento de la red de transporte provoque sobrecargas en elementos de la red de distribución.

Tercero.6 Otras cuestiones surgidas en el trámite de consulta.

Publicidad de Información.

Los sujetos solicitan que se publique información relativa al uso del SRAP: volúmenes predispuestos en cada zona, activaciones efectivas, información sobre los turnos rotatorios, etc.

Si bien la CNMC comparte el interés por promover la transparencia en los mercados y servicios de ajuste, debe tenerse en cuenta que el SRAP no es un servicio de ajuste propiamente dicho y no se desarrolla en un entorno de mercado competitivo, sino que se trata de un sistema de automatismo utilizado como apoyo para resolver o minimizar las restricciones técnicas. Por cuanto que afecta al proceso de restricciones, esta Comisión considera que sería beneficioso publicar información respecto a su uso, pero, al no tratarse de un mercado, no es imprescindible que se publiquen datos en tiempo real. Además, la información solicitada no es relevante para todos los sujetos, es el caso, por ejemplo, del funcionamiento de los turnos rotatorios. Por último, se le debe dar el mismo tratamiento que al resto de automatismos utilizados en el sistema eléctrico español, cuyo funcionamiento no es objeto de publicidad hoy en día.

En la respuesta del operador del sistema a los sujetos tras su trámite de consulta, el operador indicó estar trabajando en la adaptación de las publicaciones del Informe diario de la Operación, para incluir la información relevante o de interés asociada al sistema, de manera análoga a las publicaciones que actualmente realiza sobre los automatismos de teledisparo.

Dado que dicho informe está a disposición de los sujetos que participan en el mercado y la operación, se considera que esta fórmula permitirá que la información llegue a los sujetos para los que es relevante, respetando a la vez el tratamiento de la información relativa al resto de automatismos del sistema. Podrán posteriormente considerarse otras opciones en el marco de las Condiciones o en una revisión de los procedimientos de intercambio de información.

Aplicación de la prioridad de despacho.

Aunque persiguen distinta finalidad, varios sujetos solicitan que se introduzcan modificaciones en el orden de despacho que establece el P.O.3.2, tanto para la resolución de restricciones en caso base como en situaciones de contingencia. Por ejemplo: que se dé prioridad efectiva a las instalaciones habilitadas para el SRAP, incluso para la negociación en mercados posteriores a la predisposición; que se dé prioridad de despacho a las instalaciones no renovables, por su dificultad para recuperar posteriormente la potencia inicial; que se apliquen turnos rotatorios entre tecnologías renovables gestionables y no gestionables, etc.

No se han introducido modificaciones a este respecto. En primer lugar, porque algunos de los cambios solicitados van más allá de ámbito de esta revisión del P.O.3.2 y que la existencia misma de la prioridad de despacho es una cuestión que la Directiva (UE) 2019/944 deja en manos de los Estados y no puede resolverse en un procedimiento de operación. Por otra parte, los sujetos no presentan una posición unánime en su criterio sobre cómo debe regularse la prioridad, ya que algunas de las solicitudes se contradicen. Podrá abordarse de nuevo esta cuestión en el ámbito de una revisión más profunda del proceso de resolución de restricciones y, en todo caso, si se produce algún cambio al respecto en la regulación nacional.

Número máximo de activaciones.

Algunos potenciales participantes en el SRAP solicitan que se establezca un número máximo de activaciones de la reducción de potencia en una determinada instalación, a fijar por el promotor, para evitar deterioros en la máquina. Manifiestan al respecto que las instalaciones con cierta antigüedad no disponen de capacidad para realizar paradas controladas, por lo que deberán recurrir a realizar paradas de emergencia. Las paradas de emergencia, aunque posibles, pueden provocar importantes averías en los componentes si se aplican de manera repetitiva.

A este respecto, si bien la CNMC entiende la problemática planteada, hay que recordar que la activación esperada del servicio (no la predisposición, sino la reducción efectiva de carga) es muy reducida, por lo que no se prevé que el deterioro alegado vaya a producirse. Además, la solución planteada por los sujetos, consistente, a grandes rasgos, en una suspensión temporal de la habilitación, puede hacerse efectiva igualmente mediante la renuncia voluntaria a la habilitación, que ya permite el P.O.3.11, con el único inconveniente adicional de tener que repetir las pruebas cuando se quiera recuperar la habilitación.

No se han introducido cambios en este sentido, aunque podrá revisarse posteriormente si así lo aconseja el seguimiento de la aplicación del SRAP.

Activación por escalones.

Relacionado con el punto anterior, algunos sujetos solicitan que se incorpore en el P.O.3.11 la posibilidad de reducción escalonada de la potencia, de modo que la activación no implique necesariamente una reducción a cero de la potencia. Esta opción ya está prevista en el procedimiento, pero solo para casos en que el operador del sistema lo considere oportuno para la seguridad del sistema (por ejemplo, para no para instalaciones térmicas que puedan estar aportando otros valores al sistema. También en este caso alegan cuestiones de deterioro de las instalaciones, así como de negocio, al poder repartir la reducción entre varias instalaciones.

Esta Comisión entiende que la reducción por escalones sería beneficiosa en el sentido de que aportaría flexibilidad y facilitaría la participación. Pero, por otro lado, también complicaría el SRAP, que se debe recordar no es un servicio de ajuste que requiera un producto complejo, sino un sistema para la seguridad en tiempo real, del que se prevé un uso esporádico.

Se concluye aquí lo mismo que en el caso anterior, no se han introducido cambios en este sentido, aunque podrá revisarse posteriormente si así lo aconseja el seguimiento de la aplicación del SRAP.

Alcance de las pruebas de habilitación.

Las pruebas de habilitación para el SRAP consisten en verificación del envío y recepción de señales, no incluyen una reducción efectiva de la potencia, solo en caso de incumplimiento de una orden es necesario demostrar el cumplimiento con una bajada de carga efectiva.

Se ha sugerido en la consulta la introducción de pruebas efectivas de reducción de carga, para evitar la habilitación y consecuente beneficio, de instalaciones que realmente no vayan a aportarlo. Teniendo en cuenta que no se trata de un servicio de ajuste, que este sistema no conlleva una remuneración económica, que el incumplimiento de una orden de reducción ya implicará la pérdida de la habilitación y, como se ha indicado más arriba, la reducción brusca de la carga puede dañar las instalaciones, esta Comisión considera que no es necesario complicar las pruebas.

Detalle del proceso de deshabilitación.

Algunos sujetos solicitan que se detalle mejor el proceso de deshabilitación. En particular, que se prevea un plazo para la efectividad de la deshabilitación voluntaria, ya que la propuesta de P.O.3.11 solo indica que será solicitada al operador del sistema.

A la vista de esta consideración, se ha optado por contemplar en el PO, un plazo máximo de dos semanas para que el operador del sistema haga efectivo el cese, así como una descripción más detallada del proceso en la página web del operador del sistema.

Obligatoriedad de adscripción a un centro de control.

La participación en el SRAP no requiere la adscripción de las instalaciones a un centro de control, aun cuando deba poder enviar comunicaciones a través de éste. Es decir, no se exige que la instalación sea controlable por el centro de control, bastará que pueda reducir toda su potencia en los tiempos de respuesta previstos en el P.O.3.11. Se ha sugerido en la consulta la introducción de esta obligación a todas las instalaciones que se deseen habilitar para el SRAP.

Añadir dicha obligación sería una barrera para la participación, ya que obligaría a las instalaciones a pasar las pruebas de control de producción requeridas a las instalaciones con obligación de adscripción a un centro de control. Dado que el operador del sistema no lo considera necesario, esta Comisión no lo ha incorporado.

Tercero.7 Cambios introducidos en los procedimientos tras la consulta pública de la propuesta por la CNMC.

Si bien no se han introducido cambios relevantes a resultados de la consulta pública, con la salvedad del incremento del tiempo de respuesta rápida de 3 a 5 segundos, sí se ha modificado la redacción de algunos apartados al efecto de mejorar la comprensión del funcionamiento del SRAP. En concreto, en el P.O.3.11:

- Se define el concepto de bastidor de la instalación.
- Se incorporan en el cuerpo del procedimiento las notas aclaratorias a pie de página.
- Se prevé un plazo máximo de dos semanas para la efectividad de la deshabilitación voluntaria.
- Se aclara que el GRD recibirá información tanto de la habilitación como de la deshabilitación de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable.
- Se incrementa el tiempo asociado a la respuesta rápida de 3 a 5 segundos.

Asimismo, se ha corregido una errata en el apartado 6.1.5 del PO3.2, sobre establecimiento de limitaciones por seguridad. En el proceso de las limitaciones de programa máximo para evitar restricciones en posteriores mercados, el texto sometido a consulta establecía el reparto del máximo incremento de producción posible respecto a los programas previstos entre las unidades de producción de la zona sin sistema de reducción de carga habilitado. Este reparto sería contrario al objetivo de incentivar la participación en el SRAP y, tras constatar con el operador del sistema que se trata de una errata, se ha modificado el texto.

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.

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 lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

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

Madrid, 13 de enero de 2022.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

## ANEXO

### Procedimientos de operación

#### *P.O.3.2. Restricciones técnicas*

##### 1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

##### 2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a:

- Operador del Sistema (OS).
- Participantes en el Mercado (PM), en el ámbito del sistema peninsular español.

##### 3. Definiciones.

###### 3.1 Participante en el Mercado:

Persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

###### 3.2 Restricción técnica:

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico 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 OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- Insuficiente reserva de potencia para la regulación y el balance del sistema.

- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.
- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en la Red de Distribución comunicadas al OS por el gestor de la correspondiente Red de Distribución.

Para la solución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

### 3.3 Arranque en caliente:

Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la primera hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

### 3.4 Arranque en frío:

Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción que no cumpla la condición de arranque en caliente.

### 3.5 Tiempo de preaviso:

#### 3.5.1 Tiempo de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico:

Tiempo requerido desde la comunicación de la orden de arranque hasta mínimo técnico, ya sea en frío o en caliente, comunicado, para cada unidad de programación de tecnología térmica, mediante su incorporación en la oferta específica para el proceso de solución de restricciones técnicas. En el caso de las unidades de ciclo combinado multieje, estos tiempos de preaviso estarán asociados a aquellos modos de funcionamiento que incluyan la turbina de vapor en su configuración.

#### 3.5.2 Tiempo de preaviso para el arranque de turbinas de gas adicionales:

Tiempo de requerido para el arranque de una turbina de gas adicional, con el grupo ya operando en un modo de funcionamiento determinado que incluye la operación de la turbina de vapor en su configuración.

### 3.6 Capacidad máxima de potencia activa.

De la instalación de generación: la definición será la establecida en el 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, con las precisiones que resulten de la aprobación e implementación nacional. Hasta que se apruebe la normativa nacional por la que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red europeos de conexión, la capacidad máxima de potencia activa de una instalación de generación vendrá determinada por el valor de potencia neta inscrita en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o el valor de potencia por el que se ha concedido el permiso de acceso y conexión a la red para aquellas instalaciones inscritas en la sección segunda del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la capacidad máxima de potencia activa vendrá determinada por la suma de la capacidad máxima de potencia activa de cada una de las instalaciones que la conforman.



### 3.7 Sistema de reducción de carga.

Automatismo de teledisparo o sistema de reducción automática de potencia que, ante una determinada contingencia, podrá dar lugar, de forma automática, a la pérdida completa o parcial de la producción de la unidad que tenga habilitado este sistema de reducción de carga.

4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

4.1 Periodo para la recepción de ofertas para la solución de restricciones técnicas del PDBF.

El periodo para la recepción de ofertas queda definido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

4.2 Unidades de programación para la venta de energía.

Los PM asociados a unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

- Producción de grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.
- Producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Presentarán las ofertas siguientes:

4.2.1 Ofertas de venta de energía:

De carácter obligatorio para todos aquellos PM asociados a unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta de energía para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física. A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de energía primaria disponible en dichas instalaciones.

En el caso de unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, la oferta de venta de energía será por la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

De carácter potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

4.2.2 Ofertas de compra de energía:

Las ofertas de compra de energía serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

#### 4.3 Unidades de programación para la adquisición de energía.

Los PM asociados a unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

– Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).

– Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

#### 4.4 Unidades de programación genéricas.

Las unidades de programación genéricas no participarán en la solución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

#### 4.5 Características de las ofertas.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el PM asociado a la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afecta, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

– Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).  
– Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

- Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos horarios del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menos entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

- Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos horarios del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite

técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menos entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

– Para los grupos térmicos, se deberán incorporar los tiempos de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente, ambos declarados en minutos, a los efectos de determinar las soluciones técnicamente válidas para resolver una restricción. En el caso de los ciclos combinados multieje, se deberán facilitar los tiempos de preaviso por cada modo de funcionamiento, así como el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional.

– Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Las unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

- Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- Ingresos por unidad de energía producida.
- Ingresos por arranque en frío.
- Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas serán tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas será tenido en cuenta cuando por seguridad del sistema, se requiera un cambio en el modo de funcionamiento que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

– Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.

– El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.

– Se considerará arranque en caliente o en frío según corresponda.

#### 4.6 Actualización de las ofertas de restricciones técnicas en tiempo real.

Las ofertas presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán ser actualizadas de forma continua dentro del plazo de tiempo definido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

#### 4.7 Presentación de ofertas de restricciones técnicas por defecto.

Los PM asociados a unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas podrán

disponer de ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

## 5. Criterios para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas.

Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y las capacidades máximas de potencia activa de las instalaciones de generación, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la definición de las mismas y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que deberán facilitar al OS los PM asociados a las correspondientes unidades programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta, además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los PM asociados a estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los PM asociados a las correspondientes unidades.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la solución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal, que el PM asociado a dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en el mercado intradiario por incompatibilidad de los horarios de dicho mercado con el periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas.

En todos los casos en los que la solución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

Las limitaciones aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación cuyo desglose (en horizonte diario, intradiario o de tiempo real) enviado con anterioridad al establecimiento de la limitación sea incorrecto, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas sobre unidades de programación, o en su caso, sobre unidades físicas, a un valor igual a la potencia máxima disponible de la unidad de programación o de la unidad física, o a la suma de las potencias máximas disponibles de las unidades físicas que integren una unidad de programación, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas solo darán lugar a redespachos de energía en aquellos casos en los

que la unidad física tenga localización geográfica específica y cuente con teledemanda asociada unívoca.

6. Proceso de solución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda.

6.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

6.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

a) Preparación de los casos de estudio.

Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

– La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.

– Las desagregaciones de programas correspondientes a:

- Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.

- Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.

– La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.

– La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.

– La mejor información disponible en relación con:

- Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.

- Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.

– La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la solución de las restricciones técnicas.

b) Análisis de seguridad.

Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y

fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Los casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los PM, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

c) Solución de restricciones técnicas.

Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

### 6.1.2 Medios para la solución de las restricciones técnicas.

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá considerar modificaciones topológicas, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, y/o establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

a) Modificaciones topológicas con influencia en los flujos de potencia activa y reactiva de la red de transporte.

Mediante el empleo de cambios topológicos, cambios de tomas de los transformadores desfasadores, modificaciones en el ajuste de los dispositivos de control de flujo mediante electrónica de potencia, cambios en las tomas de los transformadores de potencia, conmutación de reactancias y condensadores y modificaciones en el ajuste de los equipos de control de tensión mediante electrónica de potencia.

El OS tendrá en cuenta estas medidas topológicas disponibles en los análisis de seguridad. Si durante la operación en tiempo real se detectan incumplimientos de los criterios de seguridad el OS activará las medidas topológicas previstas, siempre que su aplicación contribuya a cumplir los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema, manteniéndolas activas durante el tiempo que persistan dichos incumplimientos.

b) Consideración de la predisposición de los sistemas de reducción de carga

El OS, para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema, podrá considerar la predisposición de los sistemas de reducción de carga de las instalaciones cuya producción ante una determinada contingencia contribuya a una determinada restricción identificada en la red de transporte o en la red de distribución.



c) Incremento de la energía programada en el PDBF.

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

d) Reducción de la energía programada en el PDBF.

La reducción de la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

- Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:
  - Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
  - Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
  - Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

- Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo.
- En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

e) Situaciones excepcionales.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

### 6.1.3 Selección y aplicación de los medios de solución.

a) Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF.

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal horario del mercado diario. Para el cálculo del coste se considerará, en su caso, el

programa que las unidades de producción tengan en el día previo al de programación, de acuerdo con el último PHFC publicado con anterioridad al cierre del periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la solución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquella que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la solución de las restricciones técnicas se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía y serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

En el caso de ciclos combinados multieje, cuando se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, tal que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se retribuirá el arranque programado y realizado de forma efectiva de cada turbina de gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas que haya sido presentada.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía y los posibles cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará, en su caso, para las distintas unidades de producción, el programa que haya sido establecido para ellas en el día previo al de suministro de la energía, incorporado en el último PHFC que haya sido publicado con anterioridad al cierre del periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

b) Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades y darán lugar a nuevos programas de energía.

En el caso de que se reduzcan los programas de venta de energía conforme a la aplicación de la regla prorata, para realizar dicha reducción se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una restricción debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dicha restricción se identifique ya en el caso base de estudio, o de que aparezca únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

1. Restricciones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria poscontingencia o ambos.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una restricción en el caso base de estudio, se procederá tal y como se indica a continuación:

Se limitará la producción en la zona afectada por la restricción de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores los límites de carga

máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

En el caso de que la influencia de los programas de las unidades sobre las restricciones técnicas identificadas no sean equivalentes, la modificación de los programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad por razones de seguridad del sistema, procediendo a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

En el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se procederá de la siguiente forma:

Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades físicas con influencia en la restricción que estén integradas en una unidad de programación con desglose incorrecto.

Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades de producción con un programa no factible, entendiéndose por tal un programa superior a cero e inferior al mínimo técnico de la unidad, y que no corresponda a un programa de energía de más de tres periodos horarios del horizonte de programación, a modo de rampa ascendente o descendente de carga asociada a un proceso de acoplamiento o desacoplamiento de la unidad.

Se prorrateará la energía a reducir entre el resto de las unidades en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el siguiente orden de prioridad de despacho por tipo de producción:

- 1) Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- 2) Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- 3) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio.
- 4) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio. Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del OS.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF mediante prorrateo se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos y los programas de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios del horizonte de programación a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad. Si una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a

programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquellos grupos que resuelvan la congestión con el menor movimiento de energía, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita. En este proceso de programación de la parada de la unidad, se tendrá en cuenta el impacto del consumo asociado a dicha unidad de generación.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo de preaviso de arranque en frío desde orden de arranque hasta mínimo técnico, y/o, en su caso, el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional, programándose así en primer lugar, en el caso de que la seguridad del sistema así lo requiera, la parada del grupo con un menor tiempo de arranque.

En el caso concreto de que se identifique una restricción en la que se requiera la reducción del programa de varias unidades pertenecientes a un mismo PM con una contribución equivalente a la restricción y mismo orden de prioridad de despacho por tipo de producción de este apartado, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo PM, y se tendrá en cuenta el orden de preferencia comunicado al OS por el correspondiente PM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada PM, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

## 2. Restricciones en situaciones poscontingencia.

Una vez comprobada la no existencia de restricciones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran la reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de restricciones poscontingencia.

En este caso, se procederá a resolver la restricción de igual forma que en el caso base de estudio, teniendo en cuenta que, a igualdad de factor de influencia, se reducirán en primer lugar los programas de las unidades sin sistema de reducción de carga habilitado ante la contingencia que produce la restricción, de acuerdo con los criterios de prioridad establecidos en el apartado anterior.

Si aun así no se resolviese la congestión, el OS procedería a considerar la predisposición de los sistemas de reducción de carga en la zona ante la contingencia que produzca la restricción, hasta el valor de potencia máximo admisible por seguridad que se podrá reducir mediante estos sistemas.

Si una vez alcanzado este valor de potencia máxima admisible no fuese suficiente para resolver la restricción, el OS procedería a reducir los programas de las unidades con sistema de reducción de carga habilitado para la contingencia que produce la restricción, de acuerdo con los criterios de prioridad establecidos en el apartado anterior.

En el caso de automatismos de teledisparo, lo anterior será de aplicación siempre y cuando actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

El PM asociado a cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos sistemas de reducción de carga.

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

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

- d) Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores de este programa de consumo de bombeo.

#### 6.1.4 Implementación práctica de la solución de restricciones.

El OS establecerá las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas, indicando para cada unidad afectada por dichas modificaciones, el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

- UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de consumo de bombeo, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

- UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el PM asociado a dicha unidad para la solución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la



reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

#### 6.1.5 Establecimiento de limitaciones por seguridad.

Como parte del proceso de solución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores.

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

– LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía que, por razones de seguridad del sistema, debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

– LPMA (Limitación de Programa Máximo o Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa de venta de energía no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

Establecimiento de limitaciones de programa máximo para evitar restricciones en posteriores mercados:

En el caso de que no existan restricciones en el caso base de estudio ni en situación poscontingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas restricciones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, servicios de balance de activación manual), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación poscontingencia, o bien si correspondería a una restricción en el caso base.

Si la posible restricción se presentase en el caso base, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción de la zona teniendo en cuenta los programas de producción previstos de todas las unidades de producción participantes en la restricción.

Si la posible restricción se presentase sólo en situación poscontingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción de las unidades sin sistema de reducción de carga en la zona restando a la capacidad de evacuación la suma de los programas de producción previstos de las unidades de producción participantes en la congestión con sistema de reducción de carga habilitado.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará mediante la aplicación de una limitación individual de programa máximo sobre cada



unidad de producción de la zona con influencia en la congestión afectada por el reparto de la capacidad de evacuación.

El OS establecerá dichas limitaciones de programa por seguridad dando prioridad a las unidades con programa factible, considerando las posibles limitaciones de programa por seguridad establecidas por el OS, y utilizando, a igualdad de criterios técnicos, el orden de mérito calculado como el coste de programación a potencia máxima disponible por unidad de energía programable para el conjunto de periodos horarios correspondientes, conforme a las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas para repartir, en su caso, la posible modificación de los programas entre las distintas unidades.

Cuando coincida el coste de programación, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción, y en caso de igualdad de coste y prioridad, se repartirá la posible modificación de los programas entre las distintas unidades, ordenándolas de menor a mayor potencia máxima disponible.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad condicionará los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo de bombeo y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, de las unidades de programación, y en su caso, de las unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

Los PM asociados a unidades de programación deberán tener en cuenta las limitaciones de programa establecidas por seguridad sobre las unidades de programación, y en su caso, sobre las unidades físicas, y asegurarse de que respetan dichas limitaciones en los mercados posteriores.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (Unidad con Programa Obligado) y UPL (Unidad con Programa Limitado), para la solución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

1) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

2) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).

3) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) o límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de venta, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de venta de energía.

#### 6.1.6 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.

En aquellos casos en los que, con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión que no pueda resolver mediante la adopción de distintas medidas en la red bajo su gestión, podrá solicitar al OS la introducción de las limitaciones de programa que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información, el problema identificado, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las limitaciones requeridas en las unidades de producción, indicando explícitamente las unidades de programación y/o las unidades físicas a las que aplican dichas limitaciones.

Cuando el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las limitaciones requeridas en el PDBF considerando, en su caso, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de los redespachos, de las limitaciones de programa aplicadas debido a la seguridad de la red de distribución, y de otras medidas que el OS pudiera adoptar.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

#### 6.1.7 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente

en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando, además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

## 6.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

### 6.2.1 Medios para el reequilibrio generación-demanda:

Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de solución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los PM asociados a los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción consideradas aptas para participar en la fase 2 del servicio de restricciones técnicas según la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de solución de restricciones por criterios de seguridad.

### 6.2.2 Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda:

El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de solución

de restricciones técnicas para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que, estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la solución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo) presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio, dando prioridad en este proceso a que no se reduzca (caso de resolver un exceso de generación) o se incremente (caso de resolver un déficit de generación), la producción de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

6.3 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF.

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la solución de restricciones del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la solución de las restricciones del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades de generación.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aun siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la solución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la solución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos PM asociados a unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los PM asociados a dichas unidades de programación, a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el PM asociado a la unidad podrá acudir al mercado intradiario para recomprar el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el PM asociado ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el PM asociado, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto se produzca después de que la unidad de producción haya reducido el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en la asignación de energías de balance de activación manual.

#### 6.4 Información al OM y a los PM.

Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los PM, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las siguientes informaciones:



– Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

– Información que el OS pondrá a disposición de los PM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la solución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El modo de funcionamiento asignado a los grupos de ciclo combinado multiteje.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los PM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de solución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

6.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF.

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la solución de las restricciones técnicas del PDBF, los PM asociados a unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, y conforme a lo establecido en dicho procedimiento de operación.

7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Limitaciones y modificaciones de programa por criterios de seguridad.

El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada período de programación.



La solución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación, aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en aquellos periodos de programación en los que ya no se puedan realizar modificaciones de programa mediante la participación en el mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones individuales aplicables a unidades de programación de venta o de adquisición de energía, o bien, a unidades físicas integradas en una unidad de programación.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de las limitaciones por seguridad necesarias para la solución de las restricciones técnicas, y en su caso, la incorporación de las correspondientes modificaciones de programa, se tendrán en cuenta lo indicado en los apartados 6.1.2, 6.1.4 y 6.1.5 del presente procedimiento, salvo que en este apartado se indique un criterio distinto.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

Para la solución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de energía de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste definido como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas y el resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al precio marginal horario del mercado diario. A igualdad de coste, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de unidades de producción, y a igualdad de coste y prioridad, se aplicará la regla de prorata.

El OS establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones.

Incremento de energía para la solución de restricciones técnicas.

El OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, al incremento de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

En este proceso la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un Programa Horario Final definitivo (PHFC) nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte de programación de dicho PHFC y, en su caso, un PHF nulo para todos aquellos periodos del horizonte diario de programación no cubiertos por el PHFC en el momento de establecer la limitación, o bien tenga únicamente un programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas.

En el caso de que existan unidades de producción cuya generación sea superior a su programa y ese desvío provoque una restricción técnica, se establecerán en primer lugar limitaciones de programa máximo de valor igual al programa de las unidades de programación o unidades físicas correspondientes, añadiéndose a dicho valor la banda de regulación secundaria asignada a subir.

Cuando la medida anterior no sea suficiente para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, a la reducción de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

La predisposición de los sistemas de reducción de carga considerados conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3 se realizará durante la operación en tiempo real en función del orden inverso de prioridad de despacho (comenzando con las unidades de tipo renovable no gestionable) y, teniendo en cuenta en su caso el turno rotatorio establecido.

En caso de actuación del sistema de reducción de carga, el OS procederá a establecer las limitaciones de programa que sean necesarias hasta el momento en que desaparezca la restricción y, en consecuencia, a generar los redespachos necesarios sobre el programa de la unidad de programación afectada. En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de que desaparezca la restricción, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

En aquellos casos en los que se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en tiempo real, el OS procederá según lo indicado en el apartado 6.1.3.

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

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

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

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos los periodos horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción.

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

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a bajar en el sistema.

Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar al no disponerse de oferta de regulación terciaria a bajar, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a incrementar el programa de las unidades de consumo de bombeo, conforme a los criterios establecidos en los apartados anteriores. En el caso de que sea necesario programar la parada de grupos térmicos, el OS tendrá en cuenta las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y los tiempos de preaviso de cada grupo, así como el orden de prioridad indicado en el apartado 6.1.3. A igualdad de criterios técnicos y de orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

## 7.2 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario limitar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance en la red objeto de su gestión, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.6 de este procedimiento de operación. El OS procederá a establecer las limitaciones por seguridad que sean necesarias, considerando, en su caso, la predisposición de los sistemas de reducción de carga, y a modificar los programas en el caso de que estas limitaciones correspondan a periodos de programación que ya no puedan ser gestionados en el mercado intradiario conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

7.3 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución.

En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, estando el grupo disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

En el caso de que la indisponibilidad fortuita que impide la capacidad de evacuación de una unidad de producción se produzca en la Red de Distribución, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS las unidades de programación y/o las unidades físicas de las unidades de programación afectadas por dicha indisponibilidad junto con el comienzo y la previsión de finalización de la anulación de la capacidad de evacuación.

7.4 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.9 de este procedimiento. El OS procederá conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento de operación.

7.5 Solución de restricciones mediante actuación sobre la demanda.

Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera una modificación de programa de las unidades de producción o de consumo de bombeo, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de medidas aplicadas sobre la demanda, conforme al siguiente orden:

1) Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de ser necesario, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

2) Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Aplicación de la reducción/anulación de las capacidades de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorrata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

7.6 Reequilibrio generación-demanda posterior a la solución de las restricciones técnicas en tiempo real.

En el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la solución en tiempo real de las restricciones

identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los PM asociados a unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos, en su caso, entre la producción eólica y solar real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o a través de la asignación de energías de balance de tipo RR.

#### 8. Liquidación del proceso de solución de restricciones técnicas.

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de solución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de solución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

##### 8.1 Liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas.

La liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos y, cuando proceda, a los cambios en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje, aplicados en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

###### 8.1.1 Liquidación de los programas de energía.

Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

###### 8.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía.

La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

Unidades de venta de energía o de adquisición de consumo de bombeo para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo de bombeo respecto al PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (Fase 1), o para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Unidades de venta de energía correspondientes a ciclos combinados multiteje para los que por razones de seguridad del sistema, se haya programado el arranque y acoplamiento de turbinas de gas adicionales conforme a las medidas de las unidades físicas que lo componen.

Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

##### 8.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Los sobrecostes del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

## 9. Mecanismo excepcional de resolución.

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los PM afectados y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

## ANEXO I

### Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas

#### 1. Redespachos programados.

1.1 Proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

##### 1.1.1 Primera fase (Fase 1): Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado-UPO).

Los redespachos de energía programados para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el PM asociado a la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de solución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento.

– Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple:

Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta simple utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

– Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja:

En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

- El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.
- El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final definitivo (PHFC) de la unidad tras su participación en el mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo calculado como la energía contratada en este mercado al precio marginal horario del mercado diario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que



constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

– Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado-UPO).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBB ó UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

– Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

– Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, a un consumo de

bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad asociada a la ejecución de un contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

#### 1.1.2 Segunda fase (Fase 2): Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta y de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es inferior a 0. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es inferior a 0.

b) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio

marginal horario del mercado diario si dicho precio es inferior a 0. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario si dicho precio es inferior a 0.

c) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para resolver un déficit o un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación- demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es menor que 0.

## 1.2 Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

a) Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas, y utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

b) Unidades de venta que reducen su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

c) Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y cuando el precio marginal horario del mercado diario sea mayor o igual a cero, del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

d) Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para la solución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y si dicho precio es menor que 0, ese mismo coeficiente se aplicará sobre el valor medio aritmético del precio resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo horario correspondiente.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, si dicho precio es menor que 0.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER, cuando el precio marginal horario del mercado diario sea mayor o igual a 0. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. Cuando el precio marginal horario del mercado diario sea menor que 0, el incremento de programa de unidades de adquisición de consumo de bombeo para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLMER que tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa y un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

## 2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas.

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real

medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad y para una unidad de consumo de bombeo sea superior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la solución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

*P.O.3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo*

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales y especificaciones del sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular a través de los enlaces establecidos entre el centro de control del Operador del Sistema y los centros de control de generación y demanda por medio de los cuales estas instalaciones intercambian información en tiempo real con el OS.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento de operación es de aplicación a:

- El Operador del Sistema (OS).
- Los gestores de la red de distribución (GRD), por aquellas instalaciones conectadas a su red o a su red observable, sujeto a la aprobación de la red observable del GRD que se determinará según lo establecido en la normativa para la implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485.
- Las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo conectadas al Sistema Eléctrico Peninsular que formen parte de 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, y que participen de manera voluntaria en el sistema de reducción automática de potencia recogido en el presente procedimiento, incluso si ya dispusieran de un sistema de teledisparo operativo.
- Los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS por medio de los cuales las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento intercambian información en tiempo real con el OS.

3. Definiciones.

**Instalación:** A efectos de este procedimiento, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

**Señales de rol:** Señales emitidas por el OS por las que se establece qué Centro de Control del OS emitirá las señales relacionadas con el sistema de reducción automática de potencia que deberá seguir la instalación participante en el mismo.

**Bastidor de la instalación:** Equipo de control existente en la instalación, más próximo al elemento ejecutor, en el que se reciben, emiten y registran las órdenes de reducción de potencia.

4. Responsabilidades.

Los titulares o representantes de las instalaciones que participen en el sistema de reducción automática de potencia a través de los enlaces de comunicaciones establecidos entre el centro de control del OS y los centros de control de generación y demanda o los centros de control de los GRD, en aquellos casos en los que la



instalación intercambie información en tiempo real con el OS a través de los mismos,, serán los responsables de proveer los sistemas y mecanismos necesarios para su participación en este sistema, así como de hacerse cargo de los costes asociados al mismo.

Los titulares o representantes de las instalaciones que requieran participar en el sistema de reducción automática de potencia de manera voluntaria deberán ponerse en contacto con el OS a través del centro de control de generación y demanda por medio del cual remiten sus telemidas al OS, para comunicar su interés en participar. Tras esto, el proceso de habilitación deberá continuar conforme a lo indicado en el Anexo I del presente procedimiento. Del mismo modo, los titulares o representantes de las instalaciones participantes en el sistema de reducción automática de potencia podrán optar, bajo su criterio, por el cese de dicha participación, debiendo solicitar para ello la deshabilitación voluntaria al OS a través del centro de control de generación y demanda, que deberá seguir el proceso indicado por el OS en su página Web. Una vez recibida la solicitud de deshabilitación voluntaria, el OS dispondrá de 2 semanas para realizar la deshabilitación de la instalación a todos los efectos. Una vez lo realice, comunicará la fecha de efecto del cese al centro de control de generación y demanda de la instalación.

En el caso de unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por un conjunto de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, la habilitación deberá obtenerse para el conjunto de las instalaciones que constituyan la UF, debiendo superar la prueba de habilitación de forma conjunta y participando como una única instalación.

El OS informará al GRD cuando una instalación, o un conjunto de las mismas, conectada a la red bajo su gestión o a su red observable sea habilitada o deshabilitada para participar en el sistema de reducción automática de potencia o cuando predisponga a la instalación o instalaciones en reducción automática de potencia.

5. Sistema de reducción automática de potencia a través de los enlaces de comunicaciones con el OS.

Las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento deberán superar las pruebas para la participación en el sistema de reducción automática de potencia, recogidas en el Anexo I, para obtener la habilitación.

5.1 Descripción del funcionamiento del sistema de reducción automática de potencia.

El funcionamiento del sistema de reducción automática de potencia a través de los enlaces de comunicaciones establecidos entre los centros del control del OS y los centros de control de generación y demanda será el siguiente:

1) El OS recibirá en tiempo real la información relativa al estado de los elementos de la red de transporte y las medidas de potencia activa de las instalaciones, conforme a lo establecido en la normativa de aplicación.

2) El OS vigilará el cumplimiento de los criterios de seguridad en la red de transporte, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 1.1. En caso de detectar algún incumplimiento de los criterios de seguridad post-contingencia de un elemento de la red de transporte, el OS procederá a predisponer en tiempo real la reducción automática de potencia de las instalaciones que contribuyan a la congestión en la red de transporte ante dicha contingencia y que participen en el sistema.

3) En caso de que un GRD detectara en la red de distribución bajo su gestión algún incumplimiento de los criterios de seguridad post-contingencia de un elemento de la red de transporte, podrá solicitar al OS en tiempo real la predisposición de la reducción automática de potencia de las instalaciones que contribuyan a dicha congestión y que estén habilitadas en el sistema, así como el tiempo de respuesta requerido, conforme a lo recogido en el apartado 5.2 y siempre que dicha instalación esté conectada a su red o a su red observable.



4) La señal de predisposición de la reducción automática de potencia de la instalación o conjunto de instalaciones será enviada por el OS a través de los enlaces de comunicaciones establecidos con el centro de control de generación y demanda asociado a la instalación o instalaciones. La reducción automática de potencia se predispondrá respetando el orden de prioridad establecido en el procedimiento de operación para la solución de las restricciones técnicas. En el caso de instalaciones con igual orden de prioridad o en caso de no existir dicho orden, se establecerá un sistema de turnos rotatorios que trate de distribuir uniformemente el tiempo de predisposición anual entre las instalaciones participantes.

5) En caso de producirse la contingencia para la que el OS había predispuesto la reducción automática de potencia de una o varias instalaciones, se actuará de la siguiente manera:

i. El sistema de control del OS emitirá la señal de activación de la reducción automática de potencia a las instalaciones para las que se había predispuesto esta acción a través de los enlaces de comunicaciones establecidos con los centros de control de generación y demanda por medio de los cuales las instalaciones intercambian información en tiempo real con el OS. El tipo de señal de activación emitido dependerá del tiempo de respuesta necesario conforme a lo recogido en el apartado 5.2.

ii. Los centros de control de generación y demanda transmitirán las señales de activación de reducción automática de potencia a las instalaciones correspondientes.

iii. Una vez recibida la instrucción, las instalaciones predispuestas para la activación de la reducción automática de potencia reducirán su producción o consumo a cero, respetando el tiempo de respuesta comunicado. Una vez alcanzado dicho valor, no deberán incrementar su producción o consumo de nuevo hasta que el OS haya desactivado manualmente la orden.

El OS podrá definir un valor de potencia diferente de cero o establecer escalones de reducción en aquellos casos en los que, por razones técnicas, la reducción total de la producción de la instalación pueda afectar a la seguridad del sistema.

#### 5.2 Tiempos de respuesta de las instalaciones.

Los tiempos de respuesta que las instalaciones deberán cumplir desde la activación de la señal de reducción automática de potencia dependerán del elemento de red implicado en la sobrecarga post-contingencia y del nivel de sobrecarga del mismo, y serán:

– Respuesta rápida: la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero (o al valor establecido por el OS, según se indica en el apartado anterior) en un tiempo inferior o igual a 5 segundos desde la activación de la señal de reducción automática de potencia por parte del OS.

– Respuesta media: la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero (o al valor establecido por el OS, según se indica en el apartado anterior) en un tiempo inferior o igual a 40 segundos desde la activación de la señal de reducción automática de potencia por parte del OS.

– Respuesta lenta: la instalación o conjunto de instalaciones deberá reducir su producción o consumo a cero (o al valor establecido por el OS, según se indica en el apartado anterior) en un tiempo inferior o igual a 15 minutos desde la activación de la señal de reducción automática de potencia por parte del OS.

6. Incumplimientos asociados a la participación en el sistema de reducción automática de potencia.

A efectos de este procedimiento de operación, se considerará que una instalación participante en el sistema de reducción automática de potencia ha incurrido en un incumplimiento cuando:

- a) Vulnera una orden de activación del sistema de reducción automática de potencia tras la emisión de la correspondiente señal por parte del OS, o
- b) Tras la recepción de la señal de activación del sistema, reduce su potencia hasta el valor requerido en un tiempo superior al tiempo de respuesta asociado a la señal de activación.

Aquellas instalaciones que incurran en un incumplimiento serán deshabilitadas del sistema de reducción automática de potencia durante un periodo de 3 meses desde que el OS hace efectiva dicha comunicación al centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS. Transcurrido este tiempo, la instalación podrá habilitarse de nuevo en el sistema, para lo que deberá repetir las pruebas recogidas en el Anexo I del presente procedimiento, debiendo superar en este caso una prueba adicional consistente en la reducción real de su potencia con una orden de respuesta rápida.

En el caso de instalaciones habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia, de potencia instalada inferior o igual a 1 MW que constituyan una unidad física con localización eléctrica específica de manera conjunta con otras instalaciones de este tipo, el incumplimiento de una de ellas y, por tanto, su correspondiente deshabilitación, aplicará también sobre el resto de instalaciones de la UF.

7. Remisión de información a la CNMC.

Anualmente, el operador del sistema remitirá a la CNMC un informe sobre el funcionamiento del SRAP, en el que deberá incluir información sobre las instalaciones participantes, los volúmenes de predisposición aplicados y las reducciones efectivas de potencia, así como una valoración sobre la necesidad de revisar el tiempo de la respuesta rápida.

## ANEXO I

### Pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia

El objetivo de estas pruebas es validar la correcta recepción y cumplimiento de las señales de rol, predisposición y activación del sistema de reducción automática de potencia emitidas por el OS, por parte de los centros de control de generación y demanda y de las instalaciones que implementen este sistema.

1. Solicitud de realización de pruebas.

Las solicitudes de realización de pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia deberán ser remitidas formalmente por el centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación solicitante intercambia información en tiempo real con el OS, a través de los medios que éste último indique en su página Web.

Una vez realizada la solicitud, el OS comprobará el cumplimiento de las condiciones y de los requisitos técnicos necesarios para la participación en el sistema de reducción automática de potencia. En caso de detectar el incumplimiento de alguno de éstos, el OS se lo comunicará al centro de control de generación y demanda asociado a la instalación, disponiendo esta última de un plazo de tres semanas desde que el OS efectúa dicha comunicación para corregirlo. Si una vez transcurrido este plazo la instalación solicitante

no satisface todas las condiciones y requisitos técnicos necesarios para participar en el sistema, la solicitud de realización de pruebas se considerará retirada.

El OS dispondrá de un plazo de 1 mes desde la recepción de la solicitud para confirmar que la instalación cumple con todos los requisitos técnicos necesarios antes de llevar a cabo la realización de estas pruebas. La fecha de realización de las mismas será la acordada entre el OS y el centro de control de generación y demanda asociado a la instalación solicitante, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Una vez finalizadas las pruebas y verificada la respuesta obtenida, el OS comunicará el resultado de las mismas al centro de control de generación y demanda asociado a la instalación, que deberá repetirlas en caso de que el resultado no haya sido satisfactorio. Para ello, deberá contactar con el OS para acordar una nueva fecha.

## 2. Pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia.

Las pruebas para la habilitación del sistema de reducción automática de potencia consistirán en el envío de señales por parte del OS al centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación solicitante intercambia información en tiempo real con el OS, y en la comprobación por parte del OS de que la respuesta tanto del centro de control de generación y demanda como de la instalación es la esperada de acuerdo al tipo de señal enviada.

Antes de comenzar las pruebas deberá comprobarse la integridad del enlace entre los centros de control del OS y el centro de control de generación y demanda asociado a la instalación solicitante.

El protocolo de pruebas que deberán superar las instalaciones que implementen el sistema de reducción automática de potencia para habilitarse en el mismo será el siguiente:

1. El OS realizará diferentes cambios y combinaciones en el rol del sistema de reducción automática de potencia entre CECOEL y CECORE, comprobando que el centro de control envía la señal de seguimiento de rol correcta tras cada cambio. Esta prueba solo será necesaria la primera vez que el centro de control de generación y demanda participa en la habilitación de una instalación en el sistema de reducción automática de potencia.

2. El centro de control por medio del cual la instalación que realiza las pruebas de habilitación intercambia información en tiempo real con el OS, deberá asegurarse de que la instalación toma las medidas oportunas para que las ordenes de pruebas no afecten a la producción real de la instalación, informando al OS del momento en el que la instalación que realiza las pruebas se encuentra preparada.

3. El OS predispondrá la reducción automática de potencia de la instalación que realiza las pruebas. Dicho centro de control deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la señal tan pronto como se produzca.

4. El OS normalizará la señal de predisposición previamente enviada a la instalación. El centro de control de generación y demanda deberá informar al OS del cambio de la señal tan pronto como se produzca. A continuación, el OS volverá a predisponer la reducción automática de potencia de la instalación.

5. El OS emitirá una señal de activación de la reducción automática de potencia de la instalación que realiza las pruebas desde el sistema de control principal del OS. El centro de control de generación y demanda por medio del cual la instalación en pruebas intercambia información en tiempo real con el OS, deberá informar al OS de la correcta recepción de la señal en el bastidor de la instalación y del tiempo de respuesta asociado al tipo de señal de activación recibido, y deberá registrar mediante un equipo sincronizado por GPS el instante de recepción de la señal en el bastidor con suficiente precisión para verificar el cumplimiento de la respuesta rápida. Este paso se repetirá

para los diferentes tipos señal de activación, que dependerán del tiempo de activación requeridos, pudiendo emitirse las señales desde el centro de control de respaldo del OS.

6. En caso de que la instalación hubiera sido deshabilitada por incurrir en algún incumplimiento, de acuerdo a lo especificado en el apartado 6 del presente procedimiento, la instalación deberá realizar una prueba adicional consistente en la reducción real de su potencia o consumo una vez finalizada la prueba previamente descrita para obtener de nuevo la habilitación, sin modificación del programa por el OS. Para ello, el OS predispondrá la reducción automática de potencia de la instalación. A continuación, el OS emitirá la señal de activación de la reducción automática de potencia de la instalación con un tiempo de respuesta rápido y la instalación deberá responder reduciendo su potencia o consumo a cero en el tiempo de respuesta indicado.

La emisión de las señales por parte del OS se realizará sin previo aviso al centro de control de generación y demanda de la instalación que realiza las pruebas.

Al finalizar las pruebas, el centro de control de generación y demanda deberá remitir al OS los registros temporales de cada una de las señales recibidas en su centro de control, así como los registros de las señales recibidas en el bastidor frontera de la instalación. En caso de que la instalación haya realizado una prueba de reducción real de su potencia o consumo, el centro de control deberá aportar un registro temporal que recoja la reducción de la potencia de dicha instalación, así como el tiempo transcurrido desde la activación de la orden de reducción por el OS.

Se considerará que la instalación ha superado las pruebas de habilitación del sistema de reducción automática de potencia si cumple:

a) El centro de control de generación y demanda de la instalación que realiza las pruebas confirma telefónicamente al OS la recepción de las señales de predisposición de reducción automática de potencia y, cuando corresponda, envía las señales de seguimiento de rol adecuadas para cada combinación de señales de rol recibidas.

b) A partir de los registros temporales remitidos por el centro de control de generación y demanda de la instalación que realiza las pruebas, el OS verifica que las señales de activación de la reducción automática de potencia emitidas por los centros de control del OS han sido recibidas en el bastidor de la instalación correctamente y que los tiempos incurridos son iguales o inferiores a los tiempos máximos de respuesta definidos en este procedimiento.

c) En caso de que la instalación haya realizado la prueba adicional descrita en el apartado 6) de este Anexo para obtener de nuevo la habilitación, la instalación deberá acreditar que ha reducido su producción o consumo respetando el tiempo de respuesta rápida tras la emisión de la señal de activación del sistema por parte del OS.