

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

4969 *Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español.*

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

Tabla de contenido

Antecedentes de hecho.
Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.
Segundo. Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución.

Segundo.1 Cambios motivados por la implantación de la programación cuarto-horaria.

Segundo.2 Cambios adicionales introducidos por la CNMC: configuración de las unidades de gestión hidráulica.

Tercero. Resultado del trámite de audiencia e información pública.
Cuarto. Consideración adicional sobre la banda de regulación secundaria.

Resuelve.

Anexo: Procedimientos de operación.

P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
P.O.3.1 Proceso de programación.
P.O.3.2 Restricciones técnicas.
P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
P.O.7.2 Regulación secundaria.
P.O.7.3 Regulación terciaria.
P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de

menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

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

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19, establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema eléctrico de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Segundo.

El artículo 20 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (en adelante, Reglamento EB), prevé la creación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRR por sus siglas en inglés).

La Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos (ACER) aprobó el marco para la implementación de la plataforma mFRR (MARI) mediante Decisión número 03/2020 de 24 de enero de 2020. Entre otras cosas, este marco establece una unidad de tiempo de 15 minutos para el producto mFRR, lo que significa que en la plataforma mFRR se negociará producto cuarto-horario. Dado que este producto sustituirá a la actual regulación terciaria del sistema eléctrico español, resulta necesario adaptar los sistemas a una programación cuarto-horaria en el ámbito del balance eléctrico antes de la conexión del sistema español a la plataforma mFRR.

Adicionalmente, la Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos (ACER) aprobó la Metodología para determinar los precios de las energías de balance que resultan de la activación de ofertas de energía de balance, mediante Decisión número 01/2020 de 24 de enero de 2020.

Por otra parte, el Reglamento EB también prevé la implantación de un periodo de liquidación de los desvíos (ISP) de 15 minutos en todas las zonas de programación, a más tardar, el 1 de enero de 2025. Igualmente, en paralelo con la reducción del ISP, los mercados diario e intradiario de energía deberán evolucionar hacia una programación cuarto-horaria en los próximos años. Por lo que finalmente toda la programación eléctrica se llevará a cabo en unidades cuarto-horarias.

El plazo legal para que cada gestor de la red de transporte (GRT) se conecte a la plataforma MARI es de treinta meses tras la aprobación del marco correspondiente, esto es, hasta el 24 de julio de 2022. Sin perjuicio de que la autoridad reguladora nacional pueda conceder una excepción temporal de hasta veinticuatro meses, en virtud del artículo 62 del Reglamento EB.

Tercero.

La implantación del Reglamento EB requiere una reforma profunda del mercado de balance español. La planificación de dicha reforma, así como de otros aspectos relativos al mercado interior de la energía, está recogida en una Hoja de Ruta (Hoja de Ruta MIE del sistema eléctrico peninsular español), elaborada por el operador del sistema en

coordinación con todos los sujetos interesados a través de webinarios y consultas públicas. Esta hoja de ruta se revisa periódicamente y es pública a través de la web del operador del sistema.

La Hoja de Ruta MIE contempla el desarrollo del proyecto Programación QH, que tiene por objeto la adaptación de sistemas y procesos para la implantación de la programación cuarto-horaria. En la actualización de la Hoja de Ruta MIE publicada por REE el 11 de noviembre de 2021, se prevé el 24 de mayo de 2022 como fecha para la implantación de la programación cuarto-horaria, pero esto requiere la modificación previa de varios procedimientos de operación del sistema.

Cuarto.

Con fecha 5 de julio de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de modificación de los procedimientos de operación para la implantación de la programación cuarto-horaria en la operación del sistema eléctrico peninsular español, al objeto de introducir en los procedimientos los cambios necesarios para adaptar los procesos e intercambios de información.

En concreto, se adjuntaban los siguientes procedimientos de operación:

- P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 5 de abril y el 7 de mayo de 2021. Así como presentada y debatida en varios webinarios organizados por dicho operador (29 de octubre de 2019, 22 de junio de 2020, 21 de octubre de 2020 y 13 de abril de 2021). El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios de los sujetos interesados.

Quinto.

Mediante Resolución de 16 de septiembre de 2021, esta Comisión aprobó una parte de la propuesta. En concreto, se añadieron unos apartados y se modificaron otros de los procedimientos de operación 3.3 y 14.4, al objeto de incorporar un mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en el servicio de reserva de sustitución. Esta parte de la propuesta se tramitó con antelación para poder regularizar, antes de la Liquidación Final Definitiva correspondiente, la situación de precios elevados que se registró el 11 de diciembre de 2020 en la plataforma RR, los cuales no estaban justificados por el normal funcionamiento del mercado, sino que se originaron a consecuencia de un fallo de sistemas.

El resto de los cambios necesarios para la implantación de la programación cuarto-horaria se adoptan por la presente Resolución.

Sexto.

Con fecha 15 de octubre 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 aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español». Asimismo, en esa misma fecha, en

cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 16 de noviembre de 2021.

Séptimo.

Con fecha 15 de octubre de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El artículo 5.4.c) del Reglamento (UE) 2017/2195 atribuye a la autoridad reguladora nacional de cada Estado miembro la aprobación de las condiciones relativas al balance.

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

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

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente modificar los procedimientos de operación PO 1.5, PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1 y PO 14.4, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar los procesos e intercambios de información a la programación cuarto-horaria.

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

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

- P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O.3.1 Proceso de programación.
- P.O.3.2 Restricciones técnicas.
- P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O.7.2 Regulación secundaria.
- P.O.7.3 Regulación terciaria.
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Segundo.1 Cambios motivados por la implantación de la programación cuarto-horaria.

Se indican a continuación los principales cambios introducidos por la propuesta del operador del sistema en cada uno de los procedimientos:

El PO1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia tiene por objeto la determinación de los niveles de reserva necesaria para la regulación frecuencia-potencia, tales que permitan al operador del sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo. Mediante la presente resolución, se modifica la nomenclatura del procedimiento, evitando la referencia a la programación horaria en todos aquellos procesos que pasarán a ser cuarto-horarios. Adicionalmente, se modifican distintos apartados, como el ámbito de aplicación, para reflejar

correctamente la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance del sistema, así como algunas mejoras de redacción.

El PO3.1 Proceso de programación tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y de tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español. Se introducen los siguientes cambios:

- Se prevé que los programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC sean publicados con ambas resoluciones horaria y cuarto-horaria, mientras que el P48 se publicará únicamente con resolución de 15 minutos. Esto es necesario para garantizar la flexibilidad y compatibilidad de la programación de todos los procesos, al menos hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía (diario e intradiario).

- Se establece el periodo cuarto-horario para las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema. Aunque los redespachos por restricciones técnicas en el horizonte diario de un mismo periodo horario presentarán el mismo valor hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía.

- Se ajustan los procesos de solicitud de reducción de banda de regulación secundaria y de asignación de terciaria programada a una asignación en 96 ventanas.

- Se posibilita realizar cambios de programa (internal trades) de duración cuarto-horaria en el periodo horario que ya no se pueda negociar en el mercado intradiario.

- Se introducen varias mejoras en la redacción. Entre ellas, se cambia la mención «localización geográfica específica» por «localización eléctrica específica y unívoca», para contemplar la posibilidad de que diversas instalaciones compartiendo localización geográfica pueden tener conexiones a distintos nudos o niveles de tensión de la red. Se elimina la definición de «restricción técnica», ya contemplada en el PO3.2.

- Por último, se elimina del anexo I la posibilidad de establecer un mecanismo de gestión de congestiones con Andorra.

El PO3.2 Restricciones técnicas tiene por objeto regular el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) del sistema eléctrico peninsular español, así como durante la operación en tiempo real. Además de introducir textos aclaratorios y adaptar la terminología a la coexistencia de mercados con periodos horarios y cuarto-horarios, se incorporan los siguientes cambios:

- Se contempla el uso de la telemedida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento de la energía programada en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real (los arranques de grupos térmicos y su tipo se seguirán verificando en base a la medida horaria de energía).

- Se adapta el término de capacidad máxima a lo establecido en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y para recoger las novedades introducidas por el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas.

El PO3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) tiene por objeto la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución. Se modifica lo siguiente:

- Se adapta el texto del procedimiento al proceso de programación cuarto-horario mediante la introducción de productos de energía con periodo de validez de 15, 30, 45 y 60 minutos, y envío de necesidades cuarto-horarias.

- Se elimina la limitación temporal que obligaba a utilizar únicamente aquellos tipos de oferta del producto RR que fueran compatibles con la asignación de ofertas para periodos horarios completos.

– Se incorpora una precisión para contemplar que, con carácter excepcional, algunas de las ofertas de energía activadas por la plataforma europea de energía RR podrán ser valoradas, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio al que ha sido ofertada dicha energía, debido a la aplicación de redondeos en el proceso de determinación del precio marginal, realizado por dicha plataforma.

– Se contempla el uso de la teled medida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento conjunto de la prestación de los servicios de regulación terciaria y RR.

– Se eliminan las referencias directas a apartados o artículos de otros procedimientos de operación y a las condiciones relativas al balance, al objeto de garantizar la consistencia con futuras revisiones de dichos textos.

– Se crean dos apartados independientes en el anexo I al objeto de incluir información más detallada en el PO; el primero refleja las principales características del producto RR y el segundo los criterios de validación de las ofertas.

– Se traslada el texto correspondiente a las validaciones de las ofertas de RR realizadas con carácter previo a su envío a la plataforma europea de RR del apartado 9.2 al apartado 2.2 del anexo I por armonización con la estructura del PO 7.3. Se incluyen asimismo en el apartado 2.1 del anexo I las validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR que son realizadas en el momento de recepción de las mismas.

– Se incorpora en el apartado 2.1 del anexo I el número máximo de bloques permitidos para cada unidad de programación habilitada en RR, tal y como había sido solicitado por un participante en el mercado, dato anteriormente reflejado únicamente en el documento técnico de información intercambiada entre el OS y los participantes en el mercado.

– Se añade en el apartado 10 de este PO y en el anexo IV del 14.4 un texto para establecer un proceso de comunicación de incidencias sobre el valor de la integral de la teled medida, similar al contemplado en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía.

El PO7.2 Regulación secundaria tiene por objeto reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. Los cambios introducidos en este procedimiento se centran en los siguientes aspectos:

– Se establece que todos los procesos del servicio de regulación secundaria se realizarán por periodos cuarto-horarios, para lo que se modifican los anexos I y II.

– Se modifica la determinación actual del precio de la energía de regulación secundaria, proponiendo que se calcule conforme a la escalera de regulación terciaria, teniendo en cuenta tanto las ofertas de regulación terciaria de tipo programado, como las de tipo directo, considerándolas todas ellas como divisibles y dejando sin efecto las condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios.

– Se eliminan las referencias directas a apartados o artículos de otros procedimientos de operación y a las condiciones relativas al balance, al objeto de garantizar la consistencia con futuras revisiones de dichos textos.

– En el apartado 6 se incluye el compromiso del OS de publicar requerimientos cuarto-horarios de banda de secundaria, con igual valor dentro de cada hora, al menos hasta que en los mercados de energía se permita la negociación de productos cuarto-horarios. Asimismo, se incluye la aplicación de una validación a las ofertas cuarto-horarias presentadas al mercado de banda de regulación secundaria, al objeto de controlar que el valor de sus energías y precios son iguales en todos los periodos cuarto-horarios de cada hora.

El PO7.3 Regulación terciaria tiene por objeto reglamentar el servicio de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. Los cambios introducidos en este procedimiento de operación modifican profundamente el actual servicio de regulación terciaria, y están basados en el diseño y futuro funcionamiento de la plataforma europea

de balance mFRR prevista en el Reglamento EB. Dichos cambios pueden sintetizarse como sigue:

- Se distinguen dos tipos de asignaciones:
 - Asignación programada realizada 15 min antes del periodo de entrega cuarto-horario (96 gates).
 - Asignación directa, realizada en cualquier momento, para el periodo de entrega correspondiente y el siguiente (duración variable entre 16 y 30 min).
- Se adapta la oferta actual de terciaria a las modalidades previstas en el marco para la creación de la plataforma mFRR (proyecto MARI): posibilidad de envío para los participantes del mercado proveedores del servicio de ofertas simples (divisibles/indivisibles/completamente divisibles) o con condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios.
 - Se permite a los proveedores elegir si su oferta está disponible para activaciones directas (en cuyo caso podría ser activada en asignaciones directas y programadas) o sólo para activaciones programadas.
 - Se incluye el precio marginal diferenciado para activaciones programadas y directas, conforme a los criterios establecidos en el proyecto europeo MARI (marco para la creación de la plataforma mFRR y metodología para la determinación de los precios de las energías de balance).
 - Precio marginal de activación programada para cada periodo cuarto-horario (QH).
 - Precios marginales de activaciones directas, en función del periodo QH:

Precio marginal activaciones directas	Periodo de programación correspondiente al inicio de la activación directa (QH0)	Periodo de programación correspondiente al fin de la activación directa (QH1)
Activaciones a subir.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir realizadas en QH0 y de la asignación programada a subir realizada en QH0.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir en QH0 y de la asignación programada a subir realizada en QH1.
Activaciones a bajar.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar realizadas en QH0 y de la asignación programada a bajar realizada en QH0.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar en QH0 y de la asignación programada a bajar realizada en QH1.

- Se revisa el mecanismo de determinación del precio en caso de asignación en situaciones excepcionales de emergencia.
- Se posibilita el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento conjunto de la prestación de los servicios de regulación terciaria y de energías de balance de tipo RR.
- Se introducen algunas mejoras de redacción, como eliminar en el apartado 9 la referencia a «escalón de potencia», porque se podría interpretar erróneamente que el cumplimiento de la terciaria exige una respuesta en escalón cuando lo que se debe cumplir es el FAT de 15 minutos.
- Se añade en el apartado 10 (así como en el anexo IV del 14.4) un texto para establecer un proceso de comunicación de incidencias sobre el valor de la integral de la telemida, en caso de ausencia o mala calidad de dicha telemida, similar al proceso contemplado en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía.
- En los anexos I y II se establecen las reglas y funcionamiento del algoritmo de asignación de regulación terciaria local, que será sustituido en el futuro por la plataforma europea de balance mFRR, quedando su uso previsto a partir de ese momento como sistema de respaldo de la plataforma europea.

El PO9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación tiene por objeto el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información necesarios para el cumplimiento de las funciones y obligaciones del operador del sistema. La adaptación de este procedimiento consiste en:

- Se incorporan las modificaciones derivadas de la publicación de información cuarto-horaria (previsiones, programas, asignaciones y redespachos de los servicios de ajuste del sistema) y se prevé la publicación de la información agregada no confidencial, correspondiente a los resultados de la gestión de los servicios de ajuste en tiempo real, antes de transcurrida una hora desde el final periodo de programación al que se refiere la asignación, incluida la utilización de la energía de regulación secundaria, que actualmente es publicada al día siguiente.

- Se incluyen los intercambios con los gestores de la red de distribución de la información de la programación correspondiente a las instalaciones conectadas a su red. Esto permitirá el establecimiento de consignas por los gestores de la red de distribución, en cumplimiento de la Resolución de la CNMC, de 13 de noviembre de 2019, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional en el artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485 donde se recoge que este intercambio se realiza a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS). Adicionalmente, se incluye el intercambio de información referente a los datos de programación de las instalaciones conectadas a la red observable de cada distribuidor.

- Se añade un párrafo en el apartado 3 para indicar los criterios de confidencialidad a aplicar por los gestores de la red de distribución en la información que reciban en virtud de este procedimiento.

- Se modifica la redacción para facilitar el acceso de los gestores de la red de distribución a los casos PSS/E utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF, de igual manera que los participantes del mercado.

El PO14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación. Los cambios más relevantes que se introducen en este procedimiento son:

- Se sustituye la referencia a la hora por periodo de programación en aquellos procesos donde el periodo de programación pase a ser cuarto-horario.

- Se modifica el apartado 6 para adaptar la liquidación de la regulación terciaria a lo previsto en el PO7.3. Igualmente, se modifica el apartado 7 para adaptar la liquidación de la regulación secundaria y en particular incluir el precio a aplicar en caso de que se haya agotado la escalera de regulación terciaria a subir o a bajar o el precio marginal de regulación secundaria resultara negativo.

- Se modifica el apartado 8 para permitir el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento. También para incluir en el cálculo del precio del incumplimiento de las asignaciones a energía a subir de tipo RR y terciaria las asignaciones directas, programadas y por MER de regulación terciaria. Para ello, se sustituye la referencia actual por la referencia al precio medio ponderado de todas las asignaciones de energías de balance de tipo RR y de terciaria a subir.

- Se añade un párrafo en el apartado 11 para indicar expresamente que la liquidación del desvío se mantiene horaria.

- Se modifica el apartado 13 para incluir las asignaciones de terciaria programada, directa y por MER en el saldo neto horario de las energías de balance.

- Se modifica el apartado 18.6, sobre incumplimiento de los arranques o de las asignaciones de energía a subir en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PDBF, para permitir el uso de la telemida integrada en 15 minutos en el caso de que

existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento.

– Se modifica el apartado 19 para adaptar la liquidación de las asignaciones por restricciones técnicas en tiempo real con oferta compleja a la programación cuarto-horaria, así como, para permitir el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento.

– Se modifican los signos en la formulación del cálculo del saldo asignado en el cálculo de la medida en barras de central en caso de liquidación sin medidas de demanda para que sea coherente con los criterios de signo establecidos para los programas y las medidas de las unidades de adquisición.

– Se añade un anexo IV para establecer el cálculo de la medida para la verificación del cumplimiento de asignaciones de energía de tipo RR y terciaria y de restricciones técnicas, a partir de la telemida mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horario para la liquidación. En este anexo se establece:

- La metodología para la elevación a barras de central de la medida de demanda calculada a partir de la telemida en las liquidaciones con medidas de demanda.
- Una referencia al actual proceso de resolución de incidencias de la medida de energía establecido en el PO 10.5, para que los participantes puedan comunicar de manera análoga incidencias relativas a ausencia o mala calidad de la telemida.

Segundo.2 Cambios adicionales introducidos por la CNMC: configuración de las unidades de gestión hidráulica.

El paquete de procedimientos de operación para la programación cuarto-horaria ha sido ampliamente debatido entre el operador del sistema y los sujetos interesados, tanto a través del proceso de consulta pública del operador del sistema como en seminarios públicos, en los que dicho operador ha presentado su propuesta a los sujetos, ha aclarado sus dudas y ha dado respuesta a sus comentarios. Teniendo en cuenta además que los cambios que se introducen tienen un elevado componente operativo, esta Comisión consideró oportuno respetar el consenso alcanzado y no introducir modificaciones en los cambios propuestos por el operador del sistema con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC.

Ello sin perjuicio de que se corrigieran algunas erratas en los procedimientos 7.3 y 14.4. En este sentido, destaca el anexo I del PO7.3, en el que se indicó que las ofertas de regulación terciaria podrán tener hasta 30 bloques, en coherencia con lo que indicaba el operador del sistema en el informe justificativo que acompañaba la propuesta de procedimientos.

Pero al margen de los cambios propuestos por el operador del sistema, esta Comisión propuso introducir una modificación adicional en el PO3.1. Concretamente, una nueva definición para las Unidades de Gestión Hidráulicas (UGH).

En el contexto de la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019, esta Comisión planteó la necesidad de revisar la configuración de las UGH. Se argumentó entonces que la configuración actual de las UGH tiene un carácter provisional, dado que la normativa aplicable, aprobada en 1997, no fue adaptada en su momento a la realidad de gestión hidráulica existente. A lo largo de los años transcurridos, con motivo de cambios de titularidad de instalaciones hidráulicas, se han venido recibiendo en la CNMC solicitudes de sus propietarios para la creación de nuevas UGHs ante el cambio de la situación accionarial. No obstante, dichas modificaciones no pudieron ser aprobadas por la CNMC por falta de adaptación normativa.

Tras la aprobación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, se consideró

necesario establecer los criterios aplicables a la constitución de unidades de gestión hidráulica, a los efectos de su participación en los mercados eléctricos.

A tal fin, y al objeto de recabar opiniones de los sujetos que se verían afectados por un cambio en la regulación de las UGHs, se lanzó una consulta pública previa coincidiendo con el trámite de información de la resolución por la que se aprobaba la adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance. En esa consulta, esta Comisión proponía una definición de UGH y se requería a los sujetos valoración sobre la idoneidad del texto propuesto y sobre las consecuencias de su implantación, así como la posibilidad de que ofrecieran redacciones alternativas. A la vista de los resultados obtenidos, se concluyó que, si bien el texto propuesto por la CNMC mejoraba la definición vigente, por eliminar el requerimiento de flujo hidráulico común, que resulta confuso e introduce restricciones innecesarias desde el punto de vista del mercado eléctrico, el texto propuesto era susceptible de otras mejoras que incrementarían la eficiencia en la organización de las unidades y el funcionamiento del mercado eléctrico.

No obstante, en aras de la seguridad jurídica y al objeto de obtener información de los sujetos afectados tal que permita valorar adecuadamente su impacto, se estimó oportuno que la redacción definitiva fuera consultada de nuevo a los sujetos, con carácter previo a su aprobación, por lo que se optó por no incorporarla en ese paquete de procedimientos y abordarla en una posterior revisión del procedimiento de operación 3.1.

Dado que la presente resolución aborda una revisión del citado PO3.1, la CNMC ha incorporado la propuesta de configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica en su apartado anexo II.2.1.b). Se incorpora además en el PO3.1 el procedimiento general a seguir para la constitución o modificación de una UGH. Adicionalmente, al objeto de regularizar la situación de las UGH vigentes, se prevé en esta resolución un primer proceso para su regularización.

Tercero. *Resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Se ha recibido respuesta de ocho sujetos, dos de los cuales no han formulado observaciones.

Algunos sujetos han aprovechado este trámite de audiencia para solicitar modificaciones en los procedimientos no relacionadas con la programación cuarto-horaria. La mayoría se refieren a cuestiones genéricas de los servicios de balance: constitución de un mercado de regulación primaria, así como de capacidad terciaria; flexibilización de los cambios de programa de los BRPs (en terminología anglosajona, Balancing Responsible Party); revisión del mecanismo de determinación del precio de la regulación secundaria, así como del mecanismo de salvaguarda previsto para la reserva de sustitución; mejoras en las condiciones de participación de la demanda, etc. A este respecto, si bien esta Comisión comparte el interés de los sujetos por debatir sobre estos aspectos, se considera que ello deberá tener lugar en un proceso de revisión de las Condiciones relativas al balance, para poder abordar estas cuestiones en su contexto y facilitar la participación de todos los sujetos. Se recuerda que está previsto en la Hoja de Ruta MIE la revisión de las citadas condiciones en 2022.

Al margen de las cuestiones anteriores, los comentarios recibidos se han centrado en los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 14.4. Sin ánimo de ser exhaustivos, se recoge a continuación una síntesis y valoración de los comentarios recibidos:

– Se solicita armonización de las unidades (energía o potencia) y los decimales utilizados en las ofertas y las asignaciones de programa, que vienen recogidos bien en POs bien en el documento de intercambio de información del operador del sistema.

A este respecto, ha de tenerse en cuenta que cada segmento presenta su propia casuística y que la capacidad de decisión nacional se encuentra condicionada por factores como las especificaciones de los productos estándar y de las plataformas de balance, acordados por los GRTs y/o aprobados por las autoridades reguladoras.

También ha de tenerse en cuenta que durante los periodos transitorios de implantación se requiere cierta flexibilidad y no resulta conveniente incorporar todos los parámetros de detalle en el texto de los procedimientos.

– Se solicita la posibilidad de realizar nominaciones de los programas horarios del mercado diario e intradiario con valores diferentes en cada periodo cuarto-horario, al objeto de reflejar con mayor precisión el reparto en la hora del programa obtenido en los mercados de energía, facilitando así el cumplimiento de las asignaciones de balance.

Lo previsto en procedimientos es que se lleve a cabo un reparto equitativo del programa horario entre los cuatro periodos cuarto-horarios. Se comprende que este tipo de reparto es una estimación que presentará cierta inexactitud. Pero, se ha constatado con el operador del sistema que implantar la modificación solicitada complicaría la implantación del proyecto Qh, pudiendo incluso conllevar un retraso en su conclusión. Teniendo en cuenta además que la aplicación del reparto va a ser temporal (previsiblemente, uno o dos años), hasta que los mercados de energía permitan la negociación cuarto-horaria, así como que, aunque la asignación de servicios de balance sea por unidad de programación, los incumplimientos se determinan y liquidan por sujeto proveedor, no se ha considerado conveniente atender este requerimiento.

– Se solicita que no se aplique la verificación de cumplimiento con telemedidas si un sujeto tiene capacidad para aportar medida cuarto-horaria.

Sobre esta cuestión, debe tenerse en cuenta que la implantación de la programación y la medida cuarto-horarias son dos procesos diferentes, cuyo desarrollo e implementación presentan hitos diferentes, tanto desde una perspectiva técnica como regulatoria. Se ha constatado con el operador del sistema que en el momento de puesta en marcha de los mercados de balance cuarto-horarios no sería posible procesar la medida cuarto-horaria de contador a efectos de la liquidación y validación del cumplimiento de las energías de balance, de acuerdo con la regulación aplicable a dicha medida. En todo caso, aunque no sea posible satisfacer la solicitud en un primer momento, hasta que se complete la implantación del ISP de 15 minutos, los sujetos disponen de la posibilidad de hacer uso de la declaración de incidencias en SIMEL y proporcionar un valor alternativo de medida.

– Se solicita que, en caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de las asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional se determine sobre la base de la última oferta de la unidad en lugar de considerar el precio medio de las activaciones del último mes.

A este respecto, se considera que en todo caso existirá la posibilidad de que el precio de la asignación no se corresponda con el coste real. Si bien la última oferta de la unidad podría ser más cercana a su coste, dada la excepcionalidad de estos casos (situación de emergencia, de fuerza mayor, o ausencia de oferta), no se considera necesario modificar el carácter marginal del precio aplicado a estas asignaciones para introducir una liquidación «a la carta» para cada unidad, que introduciría complejidad en el proceso, a la vez que le restaría transparencia.

– El PO7.2 prevé que el precio de la energía secundaria en un periodo QH1 se calcule sobre la escalera de ofertas de terciaria correspondiente al mismo periodo QH1. Dado que la entrega de la energía de terciaria activada en el periodo cuarto-horario anterior (QH0) por activación directa se seguirá entregando en QH1, sería posible que la energía terciaria entregada en QH1 tuviera un precio superior a la energía secundaria. Se solicita que se tengan en cuenta las activaciones directas de terciaria en QH0 para la determinación del precio de la energía secundaria en el periodo cuarto-horario QH1.

Sobre esta cuestión, se comprende que tener un precio de energía secundaria mayor que el de terciaria es un fundamento básico en el diseño de los mercados de balance del sistema eléctrico español, que considera dicho servicio de secundaria más exigente que el de terciaria. Es por ello, que el precio de la regulación secundaria se determina sobre la escalera de terciaria, con las ofertas no asignadas de ésta. Pero la integración de los mercados de balance europeos tiene otra perspectiva: se impone la utilización de ofertas propias de cada servicio, al entender que, con la entrada en su provisión de nuevas

tecnologías (renovables, baterías, demanda, etc.), los proveedores de cada uno de los servicios y su nivel competitivo podrían ser diferentes, por lo que no debe presuponerse un mayor coste en la energía secundaria respecto a la terciaria.

En esta fase del proceso de implantación de los mercados de balance, en la que aún no se dispone de ofertas de energía de regulación secundaria, podría mantenerse esa filosofía, pero tampoco resulta imprescindible ni se percibe que lo propuesto por el operador del sistema vaya a suponer un gran cambio, ya que se sigue determinando el precio de la energía secundaria con las ofertas no asignadas de terciaria, por lo que, como regla general, este precio seguirá siendo mayor. Por otra parte, la propuesta evita complejidad y, en todo caso, será de aplicación transitoria.

No se han introducido cambios relevantes en el texto de los procedimientos en relación con estas cuestiones, salvo algunas aclaraciones para facilitar la comprensión en el apartado 3 del PO3.1 (sobre unidades), la corrección de una errata en el anexo II del mismo PO3.1 (sobre saldo neto de las unidades genéricas) y una aclaración en apartado 5 del PO3.2 (sobre alcance de las limitaciones en intradiario). Adicionalmente, se han corregido varias erratas en distintos apartados del PO14.4:

- Apartados 7.1 y 7.2: se corrige nomenclatura errónea.
- Apartado 8 y anexo I: al objeto de que el texto refleje con precisión el proceso de liquidación, evitando así errores de interpretación, se sustituyen varias referencias a BSP por BRP, como sujeto de liquidación al que se repercuten los incumplimientos en la provisión de servicios de balance.
- Apartado 8, 19.4 y anexo I: se añade un término para los ajustes de programa por cambios internos entre Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRPs) en varias fórmulas, en coherencia con lo establecido en el PO3.1, según el cual «desde el momento de su aceptación, el cambio de programa se considerará firme, y, en su caso, modificará la posición del correspondiente BRP y se tendrá en cuenta en los procesos de gestión y asignación de los servicios de ajuste en tiempo real». De no introducirse, con la redacción actual se podría interpretar que el cálculo de la posición no incluye los cambios internos entre BRPs.
- Apartado 8.3: se elimina texto repetido.
- Apartados 11.1, 11.2: se sustituyen sendas referencias erróneas al apartado 13.2 por apartado 13.
- Anexo II: se modifican dos signos erróneos de la fórmula SALDOENE. Esta corrección debe ser tenida en cuenta en la aplicación del PO14.4 aprobado por resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021.

En relación con la configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica, se han recibido varios comentarios y propuestas de redacción alternativa. En general, algún sujeto solicita una mayor flexibilidad en la gestión de las unidades hidráulicas y el bombeo: libertad de agrupación en cartera sin umbrales máximos de capacidad de oferta. En definitiva, se reclama poder operar con las mismas condiciones que las unidades de programación de otras tecnologías que no presentan limitaciones a la agregación (RECORE). Estas alegaciones se sostienen sobre la base del trato equitativo, la transparencia y el beneficio de la flexibilidad, todo ello, en favor del buen funcionamiento del mercado eléctrico, que no debe supeditarse a otros intereses ajenos al sector (p.e. el canon hidráulico).

A este respecto, esta Comisión considera que los argumentos proporcionados parecen válidos si de enmarcan únicamente en la regulación eléctrica. Sin embargo, la realidad es que el uso del recurso hidráulico para la producción eléctrica está fuertemente sujeto a condicionantes ajenos al sector energético. Esto es tanto por el régimen de concesiones de larga duración aplicables al uso del dominio público hidráulico, como por la necesidad de priorizar otros usos, como el consumo humano, y por las limitaciones estructurales para el surgimiento de nuevos aprovechamientos hidráulicos que, junto con el régimen de concesiones, limita el nivel de competencia y la

competitividad de esta tecnología. Todo ello, debe ser tenido en cuenta incluso en el ámbito del mercado eléctrico, porque interfiere en la forma como las instalaciones hidroeléctricas participan en el mercado eléctrico, marcando una clara diferencia con respecto a cualquier otro tipo de instalaciones, tanto renovables como de otro tipo.

En primer lugar, se señala la marcada diferencia en el modo como oferta la generación hidráulica frente a otras tecnologías puramente fluyentes, como la eólica, motivado por su capacidad de arbitraje temporal, la cual aumenta considerablemente su carácter marginalista, como determinante del precio de la energía.

Por otra parte, si, como alegan los sujetos, la gestión en cartera resultará de la evolución natural del mercado eléctrico ante la penetración creciente de generación renovable, esta modalidad se impondrá de un modo u otro, cuando la mayoría de los sujetos operen con grandes agregaciones de oferta. Pero se considera que el mercado eléctrico ibérico no se encuentra aún en esa situación y que hoy sigue teniendo sentido mantener el carácter físico del mercado ibérico, modelo que tiene cabida en el marco regulatorio europeo.

En términos más de detalle sobre la redacción:

Sobre la pertenencia a un mismo titular, un sujeto solicita que se especifique la aplicabilidad en caso de instalaciones de propiedad compartida, esto es, que se considerará la condición de titular de la instalación según lo acordado entre las partes. Otro sujeto solicita que se permita integrar en una misma UGH instalaciones representadas, al menos, dentro de un mismo grupo societario.

Sobre los criterios aplicables al bombeo puro, un sujeto solicita que se introduzca una mayor flexibilidad, alineando su tratamiento con los criterios generales aplicables a las unidades de programación y, en particular, con los previstos para otros tipos de almacenamiento.

Se sugieren asimismo algunas mejoras de redacción en el uso de términos, referencias y el proceso de constitución y modificación de UGHs, entre otros.

A este respecto, se ha flexibilizado la exigencia de pertenencia a un mismo titular, en línea con lo solicitado por los sujetos, ya que es coherente con la configuración actual de las UGHs y la eliminación de la representación en un principio no tenía mayor objetivo que simplificar la redacción. Se le da sin embargo una redacción más adecuada a los términos utilizados actualmente. Asimismo, se han introducido en el texto otros cambios de redacción sugeridos por los sujetos, al objeto de mejorar o completar el contenido.

No se ha admitido la solicitud de permitir la agrupación en una misma UGH de varias instalaciones de bombeo. Si bien se comprende el argumento de armonizar el tratamiento dado a los distintos tipos de instalaciones de almacenamiento, dicha armonización debería, en su caso, llevarse a cabo de manera transparente, permitiendo la evaluación de las distintas opciones a todos los sujetos interesados con un trámite de consulta pública, lo que podrá llevarse a cabo en posteriores revisiones del PO3.1. Tampoco hay que olvidar que existen diferencias claras entre bombeos y baterías, como por ejemplo el tamaño de la instalación, determinado por la potencia instalada. Dada la envergadura de algunas de las instalaciones de bombeo del sistema eléctrico español, resulta aconsejable establecer límites a su agregación, al objeto de garantizar una indicación de emplazamiento que permita su participación en restricciones u otros servicios al sistema de carácter zonal. Dichas limitaciones tendrían que ser, como mínimo, evaluadas por el operador del sistema y consultadas al resto de sujetos.

Cuarto. *Consideración adicional sobre la banda de regulación secundaria.*

En aplicación del artículo 25.2 del Reglamento EB, la Decisión número 11/2020 de ACER, de 17 de junio de 2020, establece la Metodología por la cual se crea a una lista de productos estándar de reserva de balance para las reservas de recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución.

De acuerdo con el artículo 6 de la citada metodología, el uso de los productos estándar de reserva de balance es obligatorio para todos los GRT (TSO) que intercambien dichos productos con otros GRT. En caso de que los productos de reservas de balance no sean intercambiados, no es obligatoria su adaptación a las características del producto estándar. Sin embargo, la decisión de ACER requiere en su párrafo 41 que, en caso de no cumplir con dichas características, los productos de reserva sean declarados productos específicos de ámbito nacional, en el plazo de dieciocho meses desde la Decisión. No determina la Decisión cual ha de ser el proceso para dicha declaración.

Actualmente, el sistema eléctrico español solo dispone de un producto de reserva: la banda de regulación secundaria. Tras evaluar sus características se concluye que no puede ser considerado un producto estándar, por no cumplir con todos los requisitos previstos en la Metodología. En concreto, incumpliría el requisito de dirección, por no disponerse de una contratación separada de la banda a subir y a bajar.

Además de no poder ser considerado como producto estándar, la no separación de la contratación de la banda de regulación secundaria a subir y a bajar es, a priori, contraria al Reglamento EB, aunque su artículo 32.3 permite la concesión de una exención a este requisito, por parte de la autoridad reguladora nacional. A este respecto, la CNMC ya decidió implícitamente con la aprobación de las Condiciones relativas al balance en diciembre de 2019, y la correspondiente adaptación de los procedimientos de operación en diciembre de 2020, en los que no se modificaban las características del producto en este sentido.

Esta Comisión justificó esa decisión de no precipitar los cambios en la regulación secundaria y, en su lugar, ordenar su implantación a través de la Hoja de Ruta, en la solicitud de enmienda de la propuesta de Condiciones relativas al balance que remitió a REE en noviembre de 2019. Esta postura había sido además apoyada por los sujetos en el proceso de trámite de audiencia de la propuesta de Condiciones.

La separación de la contratación de la banda de regulación secundaria por dirección (a subir y a bajar), al objeto de cumplir con los requerimientos de los productos estándar de capacidad, se encuentra recogida como uno de los cambios que está previsto implantar en el marco del proyecto de adaptación del servicio de regulación secundaria (SRS), de forma conjunta y coordinada con todos los cambios necesarios para la conexión a la plataforma PICASSO, conforme al calendario de la Hoja de Ruta del MIE. Teniendo en cuenta la criticidad del servicio de regulación secundaria para la seguridad del sistema, y con objeto de lograr una transición segura en la evolución hacia el nuevo modelo, esta Comisión mantiene su criterio de evitar imponer cambios precipitados.

Por todo ello, la CNMC concluye que resulta necesario declarar producto específico de balance la banda de regulación secundaria del sistema eléctrico español y conceder una exención al operador del sistema para que pueda seguir utilizando este producto hasta su adaptación a las características estándar en el marco del proyecto SRS y de acuerdo con el cronograma previsto en la Hoja de Ruta MIE.

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

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación PO1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia; PO3.1. Proceso de programación; PO3.2. Restricciones técnicas; PO3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR); PO7.2. Regulación secundaria; PO7.3. Regulación terciaria; PO9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación; y PO14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, que se incluyen en el anexo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde la fecha de inicio de la programación cuarto-horaria en los mercados de ajuste del sistema eléctrico español. Esta fecha será comunicada a la CNMC y publicada por Red Eléctrica de España en su página web con una antelación mínima de un mes. El inicio de efecto se

producirá, en todo caso, antes de transcurridos cuatro meses desde la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado». Según lo previsto en la Resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021, el anexo II(bis) del PO14.4 surtirá efectos, sustituyendo al anexo II, con la entrada en vigor de la correspondiente adaptación del PO10.5.

Segundo.

Dejar sin efectos, en esa misma fecha, el PO1.5 aprobado por resolución de la CNMC de 10 de octubre de 2019; el PO3.1, el PO7.3 y el PO9.1 aprobados por resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020; el PO3.2 aprobado por resolución de la CNMC de 13 de enero de 2022, el PO3.3 aprobado por resolución de la CNMC de 14 de enero de 2021, así como sus modificaciones de 16 de septiembre y 9 de diciembre de 2021; el PO7.2 aprobado por resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020, así como su modificación de 10 de marzo de 2022; y el PO14.4 aprobado por resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021.

Tercero.

Establecer un plazo de doce meses desde el inicio de efecto del PO3.1 aprobado por la presente resolución para que los sujetos titulares de Unidades de Gestión Hidráulica propongan al operador del sistema una configuración de sus unidades que cumpla los criterios previstos en el apartado 2.1.b) del anexo II del PO3.1. Posteriormente, el operador del sistema elevará a la CNMC el listado de unidades solicitadas, acompaña de una valoración, en el plazo de nueve meses. La Comisión hará pública la lista de unidades aprobadas mediante Resolución publicada en su página web.

Cuarto.

Declarar producto específico de balance la banda de regulación secundaria del sistema eléctrico español y conceder una exención al operador del sistema para que pueda seguir utilizando este producto hasta su adaptación a las características estándar en el marco del proyecto SRS y de acuerdo con el cronograma previsto en la Hoja de Ruta MIE.

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, a excepción del anexo II del PO3.3, que tiene carácter confidencial.

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

Madrid, 17 de marzo de 2022.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiú García-Ovies.

ANEXO

Procedimientos de operación

- P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O.3.1 Proceso de programación.
- P.O.3.2 Restricciones técnicas.
- P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O.7.2 Regulación secundaria.
- P.O.7.3 Regulación terciaria.
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los niveles de reserva para la regulación frecuencia-potencia que permitan al Operador del Sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los sujetos proveedores de servicios de balance.

3. Definiciones.

3.1 Reserva de regulación primaria.

Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia.

3.2 Reserva de regulación secundaria.

Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio, a través de sus zonas de regulación. El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

3.3 Reserva de regulación terciaria.

Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 30 minutos, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

4. Determinación de los niveles de reserva.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen cuatro niveles de reserva:

Reserva de regulación primaria.

Reserva de regulación secundaria.

Reserva de regulación terciaria.

Reserva programable mediante el mecanismo de provisión de energía de balance procedente de reservas de sustitución.

4.1 Reserva de regulación primaria.

Antes del 31 de diciembre de cada año, el Operador del Sistema comunicará a todos los participantes en el mercado y a los titulares de las zonas de regulación secundaria, los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados por ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad o REGRT de Electricidad) al sistema eléctrico peninsular español para el año siguiente.

Los criterios de regulación del sistema interconectado europeo establecidos por ENTSO-E determinan que la reserva de regulación primaria tiene por objeto estabilizar

en pocos segundos la frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación.

Los criterios de actuación de la regulación primaria establecidos por ENTSO-E son:

La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales, en el sistema síncrono europeo interconectado equivalente al incidente de referencia establecido por ENTSO-E.

La activación de la reserva de regulación primaria no debe retrasarse artificialmente y debe comenzar lo antes posible ante un desvío de frecuencia. En caso de que el desvío de frecuencia sea igual o superior a 200 mHz:

Al menos el 50 % de la reserva de regulación primaria deberá activarse antes de transcurridos 15 segundos.

El 100 % de la reserva de regulación primaria deberá completarse antes de transcurridos 30 segundos, con una dinámica de activación como mínimo lineal entre el segundo 15 y el segundo 30.

En caso de desvíos de frecuencia inferiores a 200 mHz, la activación de reserva de regulación primaria deberá ser, como mínimo, proporcional, con el mismo comportamiento dinámico referido en los dos puntos anteriores.

La regulación primaria deberá mantenerse mientras persista el desvío de frecuencia, salvo las excepciones previstas en el artículo 156 del Reglamento (UE) 2017/1485, o normativa que lo sustituya.

Cada uno de los sistemas interconectados ha de colaborar a la reserva de regulación primaria establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de dichos sistemas.

De este modo, para cada una de las áreas de control establecidas en el sistema síncrono europeo interconectado de ENTSO-E la reserva de regulación primaria exigida (RP), en un año concreto, viene determinada por la siguiente expresión:

$$RP = \frac{E}{E_T} * RPT \text{ (MW)}$$

Siendo:

E = Energía producida el año anterior por el correspondiente sistema nacional (incluidas las exportaciones y la energía producida en programa por los grupos participados).

E_T = Energía total producida el año anterior en el conjunto de los sistemas que componen el sistema síncrono interconectado europeo.

RPT = Reserva mínima de regulación primaria establecida para el conjunto del sistema síncrono europeo interconectado.

La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser lo más reducida posible, y en todo caso inferior a ± 10 mHz, y la banda muerta voluntaria debe ser nula.

4.2 Reserva de regulación secundaria.

La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente, en función de la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados.

El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y deberá tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. La respuesta

dinámica exigible a las zonas de regulación viene definida en el procedimiento de operación por el que se regula el servicio de regulación secundaria.

Para el establecimiento de los niveles de reserva de regulación secundaria a subir, el Operador del Sistema tendrá asimismo en consideración, los criterios y recomendaciones que sean publicados a estos efectos por ENTSO-E.

La reserva secundaria a bajar se establecerá, atendiendo a la evolución creciente o decreciente de la curva de demanda, entre el 40 y el 100 % de la reserva a subir.

Las reglas de ENTSO-E recomiendan también que, en caso de que el valor de la reserva de regulación secundaria a subir no sea suficiente para cubrir la pérdida máxima de producción asociada a un fallo simple, deberá preverse la existencia en el sistema de reserva de regulación terciaria suficiente para asegurar una respuesta rápida del sistema frente a este fallo.

Además de las recomendaciones de ENTSO-E, el Operador del Sistema tendrá en cuenta estas otras consideraciones a la hora de calcular los requerimientos de reserva secundaria a subir y a bajar:

- Carácter peninsular de nuestro sistema que hace necesario vigilar que se respeten las capacidades de intercambio y los límites de seguridad en el intercambio de energía con el resto del sistema síncrono interconectado europeo, especialmente en las líneas de interconexión con Francia, para garantizar la seguridad del sistema.

- Variación de la demanda en los diferentes periodos de programación cuarto-horarios, a lo largo del día.

- Se dotará un mayor volumen de reserva en los períodos que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular. Así, se tendrá en cuenta en los requerimientos de reserva la posibilidad de desplazamiento en el tiempo de estos puntos de inflexión, respecto a las previsiones del OS. Se dotará mayor volumen de banda secundaria en aquellos períodos en los que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.

- Se garantizarán los siguientes valores mínimos de banda de regulación secundaria, especialmente en periodos valle, en los que, debido al parque generador conectado, pueda existir una menor disponibilidad de reserva de regulación terciaria:

Banda a subir: 500 MW.

Banda a bajar: 400 MW.

El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, paros generales, huelgas sectoriales, etc., tomará las medidas necesarias para garantizar la disponibilidad de la reserva necesaria, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en los puntos anteriores.

4.3 Reserva de regulación terciaria.

La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación cuarto-horario será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, mayorada en un 2 % del valor de la demanda prevista en cada período de programación.

La reserva terciaria a bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100 % de la reserva terciaria a subir.

Adicionalmente a los criterios de dimensionamiento de las reservas de regulación específicos de cada tipo de reserva, secundaria o terciaria, el operador del sistema deberá asegurar que la suma total de la reserva de regulación secundaria que debe mantenerse y la reserva de regulación terciaria disponible sea superior a los siguientes valores:

- El valor necesario para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de control frecuencia-potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de registros históricos consecutivos de estos

desequilibrios. El muestreo de dichos registros históricos será del tiempo máximo establecido para la recuperación de la frecuencia, es decir, 15 minutos. El período considerado a efectos de estos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses previos a la fecha del cálculo.

– El valor necesario para cubrir los desequilibrios negativos del bloque de control frecuencia-potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos referidos anteriormente.

4.4 Reserva suplementaria necesaria.

Además de las reservas anteriores de regulación primaria, secundaria y terciaria, será necesario disponer de una reserva suplementaria de potencia activa, que será cuantificada sobre la base de la consideración de los siguientes aspectos:

– Diferencias existentes para cada periodo de programación entre la demanda prevista por el Operador del Sistema y la demanda resultante del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas finales correspondientes (PHF y PHFC).

– Diferencias identificadas para cada periodo de programación entre la suma de los programas de producción eólica resultantes del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas finales correspondientes (PHF y PHFC) y la producción eólica prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

– Diferencias existentes para cada periodo de programación entre la suma de los programas de producción termosolar y solar fotovoltaica, resultantes del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas finales correspondientes (PHF y PHFC) y la producción termosolar y solar fotovoltaica prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

– Situaciones en las que la previsión de pérdida de generación debida a fallos sucesivos y/o retrasos en el acoplamiento o subida de carga de grupos térmicos, con probabilidad mayor o igual al 5 %, sea superior a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico.

El valor de esta reserva suplementaria de potencia activa vendrá determinado por:

Reserva a subir: la suma de los déficits de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los cuatro aspectos anteriores.

Reserva a bajar: la suma de los excesos de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los cuatro aspectos anteriores.

5. Comunicación de información.

El Operador del Sistema comunicará a los participantes en el mercado las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas para cada período de programación, y cualquier cambio en las reservas de regulación primaria con respecto a la publicación referida en el apartado 4.1.

El Operador del Sistema facilitará también información de aquellas pérdidas máximas de producción provocadas de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, que representen una pérdida de potencia superior a la del grupo de mayor potencia del sistema eléctrico español.

P.O.3.1 Proceso de programación

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema.

El proceso de programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
- c) Contratación diaria de banda de regulación secundaria.
- d) Elaboración de los Programas Finales (PHF/PHFC).
- e) Elaboración de los Programas Operativos (P48) y su cierre.

Los horarios para la publicación de estos programas y otros intercambios de información relevantes para el proceso de programación se recogen en el anexo I de este procedimiento de operación.

El proceso de programación se realiza en unidades de programación (UP). Los criterios de organización de las UP del sistema eléctrico peninsular español se establecen en el anexo II de este procedimiento de operación.

En el anexo III se recoge el procedimiento para dar de alta y posteriormente nominar contratos bilaterales con entrega física ante el OS.

El proceso de reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

En el anexo V se detalla el proceso de validación aplicado a la información correspondiente a la nominación de programas de los mercados diario e intradiario.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a:

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

A efectos de lo establecido en este procedimiento, corresponderá al participante en el mercado:

– La solicitud al OS del alta, baja o modificación de las unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

– La comunicación de la información necesaria en el proceso de programación:

- Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario (en aquellos casos en los que una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación) y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo.

- Nominación de programas de energía procedentes de contratos bilaterales con entrega física, conforme a lo establecido en el anexo III de este procedimiento.

- Desgloses de los programas de energía en unidades físicas (UF).

- Comunicación de desvíos e indisponibilidades.

- Envío de ofertas, en caso de participación en los servicios de ajuste del sistema gestionados con mecanismos de mercado.

3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Los programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC se publicarán con ambas resoluciones, horaria y cuarto-horaria, al menos hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados de energía, en el ámbito del

sistema eléctrico peninsular español. El programa operativo P48 tendrá resolución de un cuarto de hora.

Los programas de energía (MWh) publicados con resolución horaria se publicarán con un máximo de una cifra decimal y los publicados con resolución cuarto-horaria se publicarán con un máximo de tres cifras decimales.

Las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema incluidos en este procedimiento de operación (restricciones técnicas, banda de regulación secundaria, energías de balance RR, regulación terciaria y energía de regulación secundaria) se expresarán en valores de potencia o de energía, siempre en periodos de resolución cuarto-horaria.

Las asignaciones en potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los redespachos y asignaciones en energía se expresarán en MWh con un máximo de tres cifras decimales.

Los redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, ya que el correspondiente límite de programa por seguridad siempre vendrá aplicado sobre un periodo horario completo. Esta situación se mantendrá, al menos, hasta que los periodos de programación en los mercados de energía, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sean también cuarto-horarios.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su instante de inicio y su instante de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea, CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

El detalle de cada uno de los mensajes de intercambio de información con el OS (resolución, unidades, formato, etc.) se encuentra establecido en la edición que esté vigente en cada momento del documento de intercambios de información del OS con los Participantes en el Mercado (PM).

4. Definiciones.

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de 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, aprobadas por la CNMC (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 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.

– Participante en el mercado (PM), es una 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.

– Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

Adicionalmente, se incorporan en este procedimiento las definiciones de los programas y asignaciones publicados por el OS:

– Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que integra la nominación de los programas de energía derivados del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario.

– Programa Diario Viable Provisional (PDVP): Es el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDBF, las modificaciones de programa derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas identificadas en el programa diario base de funcionamiento.

– Asignación diaria de banda de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS para garantizar la disponibilidad de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requerida por el sistema para el día siguiente.

– Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las subastas del mercado intradiario para los periodos de programación negociables en cada una de dichas subastas.

– Programa Final definitivo (PHFC): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación, que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de dichas rondas.

– Programa Operativo (P48): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en horizonte intradiario y los cambios de programa entre BRPs comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo, las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas en tiempo real, las asignaciones de ofertas realizadas en los mercados de balance y los redespachos de energía derivados de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la misma hora de suministro de la energía.

– Programa Operativo de Cierre (P48CIERRE): Es la publicación que recoge el programa P48 de un día completo. Se publica una vez ya transcurrido el día.

5. Publicación de información previa al mercado diario.

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición de los PM y, en su caso, del operador del mercado (OM) u otras entidades, conforme a la regulación vigente, la información correspondiente al día siguiente y referente a:

- Previsión de demanda total del sistema por periodo de programación cuarto-horario.
- Previsiones de generación de energía eólica y solar por periodo de programación cuarto-horario.
- Volumen agregado de indisponibilidades de las unidades de programación.
- Situación prevista de la red de transporte.
- Valores de previsión de capacidad en las interconexiones internacionales: capacidad de intercambio (NTC, por sus siglas en inglés) y capacidad de intercambio disponible (ATC, por sus siglas en inglés), en ambos casos, por periodo de programación

cuarto-horario para las publicaciones de los participantes en el mercado y con resolución horaria para los intercambios de información con el OM.

El OS mantendrá actualizada esta información conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

6. Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de las 13:30 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación para el día siguiente.

El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) integra la nominación de los programas de energía derivados de la nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación de ofertas del mercado diario y los contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario. En caso de desacoplamiento de los mercados diarios, se integrarán también en el PDBF los programas establecidos a través de la interconexión Francia-España en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria de respaldo.

Para la elaboración del PDBF se aplicarán, a las nominaciones de programas del mercado diario y a la nominación de contratos bilaterales, las validaciones establecidas en el anexo V de este procedimiento.

6.1 Nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de intercambio de largo plazo en la interconexión Francia-España.

El OS, o tercero autorizado, notificará a los participantes del mercado los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales autorizados, conforme a las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Las diferencias entre los derechos físicos de capacidad autorizados para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

Con anterioridad al cierre del mercado diario, y siguiendo los horarios fijados en el anexo I y en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos:

– Antes de las 8:30 horas, el OS recibirá de los participantes en el mercado las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados. En el sistema eléctrico peninsular español, se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el PM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales establecidos entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y las unidades de programación genéricas, definidas ambas en el anexo II de este procedimiento de operación.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada en los plazos establecidos supondrá una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de los mercados en horizonte diario.

– Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán

conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

– Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS que comparten la correspondiente interconexión en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contradirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

– Antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

6.2 Nominaciones de contratos bilaterales físicos antes del mercado diario.

Antes de las 10:15 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

Contratos bilaterales internos con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información modificando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del sistema ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

6.3 Resultado del mercado diario.

Antes de las 13:00 horas, el OS recibirá del OM el resultado de la casación en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

6.4 Nominaciones después del mercado diario.

Antes de las 13:00 h, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá de los participantes del mercado la nominación de los siguientes programas:

– Programas resultantes del mercado diario en unidades de programación, en caso de no correspondencia unívoca entre la unidad de oferta en el mercado diario y la unidad de programación

– Contratos bilaterales con entrega física internos que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, incluidos los contratos bilaterales con entrega física entre empresas comercializadoras.

– Modificaciones de contratos bilaterales internos que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las unidades de programación con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

7. Comunicación al OS de información relevante para los análisis de seguridad

7.1 Desgloses de programa en unidades físicas

Los participantes en el mercado facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Con carácter general, las unidades físicas se encuentran definidas en el anexo II de este procedimiento para cada tipo de unidad de programación. Por razones de seguridad del sistema, en determinados casos el OS podrá definir y comunicar previamente a los participantes del mercado, los criterios y códigos específicos a utilizar para la realización de estos desgloses en unidades físicas equivalentes, conforme a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa:

– En horizonte diario, antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario.

– En horizonte intradiario:

- Antes de transcurridos 15 minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.

- Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a 50 minutos respecto al inicio del periodo horario de suministro de la energía.

– En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo del suministro de la energía.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de $\pm 0,1$ MWh.

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, los participantes del mercado con unidades de gestión hidráulica o con unidades de programación de tecnología hidráulica, consideradas relevantes para los análisis de seguridad, deberán facilitar al OS la siguiente información:

– Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

– Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

El programa de energía diario de las diferentes unidades de programación incorpora las modificaciones de programa introducidas en el PDBF derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas del PDBF, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

El periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se abrirá a las 12:00 horas del día anterior al del suministro de energía, y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF. El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los PM a través de la página Web privada de eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y el motivo de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

El OS, teniendo en cuenta la capacidad de intercambio y los programas en las interconexiones internacionales, las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de programación, aplicará un análisis de seguridad sobre el PDBF para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema.

El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la solución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas.

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener nuevamente un programa equilibrado en generación y demanda, de acuerdo con lo

establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

En caso de congestión en la interconexión España-Marruecos, el programa PDVP incorporará las modificaciones de programa necesarias de contratos bilaterales nominados en la interconexión España-Marruecos conforme a lo establecido en el artículo 15 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista y la gestión de la operación del sistema.

Asimismo, antes de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF, el OS pondrá a disposición de los PM y del OM los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada para la interconexión entre España y Marruecos.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF.

9. Asignación diaria de banda de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de banda de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de banda de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes las 14:45 horas.

Una vez publicados los requerimientos de banda de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 16:00 horas, o, en todo caso, hasta 75 min tras la publicación del PDVP.

Con las ofertas de banda de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

Antes de las 16:30 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la presentación de ofertas de regulación secundaria, el OS publicará los resultados de la asignación de banda de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 10 minutos respecto al inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido el día anterior debido al seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

10. Reserva de regulación terciaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación

del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria.

Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los PM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o en la disponibilidad de sus unidades de programación, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique a través de la página Web privada de eSIOS una prolongación del periodo de tiempo disponible para la actualización de estas ofertas.

11. Programación intradiaria.

11.1 Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de las subastas del mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha subasta del mercado intradiario y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las subastas del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, el OS recibirá de los participantes en el mercado, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación.

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad establecidas en el anexo V de este procedimiento de operación.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del PDVP y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del mercado intradiario, en el horario establecido en el anexo I, los operadores de los sistemas eléctricos portugués y español establecerán de forma conjunta el programa resultante en la interconexión Portugal-España tras las sesiones de subasta del mercado intradiario, al objeto facilitar dicho programa a la Plataforma de Contratación Continua Europea para el cálculo por parte de la misma de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión Portugal-España para la negociación en el mercado intradiario continuo.

11.2 Elaboración Programa Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo horario de programación, el OS recibirá la siguiente información:

– De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.

– Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación.

Las nominaciones de programas en unidades de programación deberán respetar, en su caso, las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema.

El OS realizará las validaciones descritas en el anexo V respecto a las nominaciones de programa enviadas por los participantes en el mercado.

El Programa Final definitivo (PHFC) se establecerá por el OS a partir del resultado del PDVP y de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas con posterioridad a cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo.

El OS procederá a publicar el PHFC para los periodos de programación negociados en cada ronda, con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del periodo de programación.

El OS elaborará y publicará el PHFC a partir del PHFC anterior, o en su defecto, del PHF anterior, en los siguientes casos:

En aquellos casos en los que previo a la confirmación de los resultados del mercado intradiario continuo, el OM publique la anulación de las transacciones realizadas durante la última ronda.

En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a 40 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación.

En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo.

En todos estos casos se respetarán los programas de intercambios internacionales resultantes del mercado intradiario continuo, siempre que el OS disponga de dichos programas facilitados por la Plataforma de contratación Continua Europea. El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia. Asimismo, el saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas con el sistema eléctrico peninsular portugués se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Portugal.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los PM a través de la Web privada de eSIOS.

12. Cambios internos de programa entre BRP.

Los cambios de programa entre BRP internos, dentro del sistema eléctrico peninsular español, serán realizados a través de comunicaciones enviadas al OS por los participantes en el mercado, conforme a lo indicado en este apartado.

Después del cierre de cada ronda del mercado intradiario continuo, los participantes en el mercado podrán comunicar al OS cambios de programa, conforme a los criterios establecidos de las Condiciones relativas al Balance aprobadas por la CNMC, indicando

la causa que motiva el cambio de programa conforme a las categorías establecidas en el documento de intercambio de información con el OS.

En este sentido, el OS contrastará la nominación del cambio de programa con la información de las indisponibilidades comunicadas por los participantes del mercado u otras situaciones que puedan corresponder a incidentes sobrevenidos, y, en su caso, informará a la CNMC de cualquier incumplimiento relativo a los términos en los que se deben realizar los cambios de programa entre participantes en el mercado.

Los cambios de programa de unidades de programación serán comunicados al OS por ambos participantes en el mercado, salvo en el caso de que los cambios de programa se produzcan entre unidades de programación del mismo participante en el mercado, en cuyo caso sólo será necesaria una única comunicación.

Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para la hora siguiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación cuarto-horario de dicha hora. No se permitirán transferencias de asignaciones de energía de balance entre unidades de programación.

Los cambios de programa se realizarán por periodos de programación cuarto-horarios.

En caso de que las nominaciones de programa no respeten los límites físicos de las unidades de programación o las limitaciones establecidas por seguridad del sistema, la nominación será rechazada en su totalidad.

El OS procederá a aceptar el cambio de programa una vez recibidas y validadas las comunicaciones de cambio de programa por parte de ambos participantes en el mercado o del participante en el mercado, en caso de cambios de programación entre unidades de programación del mismo participante en el mercado.

Desde el momento de su aceptación, el cambio de programa se considerará firme, y, en su caso, modificará la posición del correspondiente BRP y se tendrá en cuenta en los procesos de gestión y asignación de los servicios de ajuste en tiempo real.

13. Servicios de balance.

13.1 Activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR).

La activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para la gestión de los desvíos previstos de generación y consumo respecto al Programa final definitivo (PHFC) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance RR, conforme a lo establecido en el artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

La activación de energías de balance RR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Regulatoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3.a) del Reglamento EB.

La participación en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance RR estará condicionada a la disponibilidad y publicación del PHFC con un margen de al menos 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación.

13.2 Actuaciones ante desequilibrios frecuencia-potencia.

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y demanda, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación secundaria.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización del servicio de regulación

terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

14. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los PM podrán proceder a actualizar de forma continua para cada periodo de programación cuarto-horaria del día siguiente, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. En estos casos, los PM serán informados a través de la Web privada de eSIOS.

La modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

15. Elaboración del programa operativo (P48).

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la hora de programación.

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los PM el programa cierre definitivo del P48 del día anterior (P48CIERRE).

La modificación del programa de energía de una unidad de programación en el P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- Modificaciones de los programas del mercado intradiario.
- Modificaciones derivadas de la comunicación de cambio de programas entre BRP.
- Modificaciones por aplicación del proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR), o por asignación de ofertas de energía de regulación terciaria.
- Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.
- Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas o unidades de programación comunicadas al OS.
- Comunicación de una unidad de programación de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MW por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía previamente nominado por un participante en el mercado.
- Modificación de la programación para la resolución de una congestión en una interconexión internacional mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.
- Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

16. Programas de intercambios internacionales.

Para establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, se tendrán en cuenta, de manera coordinada con los OS vecinos, los programas de intercambio de energía resultantes de los siguientes procesos:

- Nominación de derechos físicos de capacidad a largo plazo autorizados,

- nominación de contratos bilaterales físicos a través de las interconexiones en las que no esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos de capacidad en el largo plazo,
- acoplamiento de mercados diarios y, en caso de producirse un desacoplamiento de mercados, aplicación de las Subastas de Respaldo,
- mercado intradiario continuo y, en su caso, subastas europeas de fijación de precio de la capacidad de intercambio en horizonte intradiario,
- mercado intradiario de subastas regionales complementarias MIBEL,
- participación en las plataformas europeas de balance,
- gestión coordinada de congestiones identificadas en la interconexión en tiempo real y
- establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

17. Intercambios de información dentro del proceso de programación.

Sin perjuicio de la información publicada por el OS a través de sus páginas Web, todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los PM realizados en el marco del proceso de programación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los PM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los participantes del mercado afectados.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia durante el proceso de programación, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante a dicho proceso, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del programa correspondiente, manteniendo informados en todo momento a los PM y al OM de estas actuaciones. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

1. Horarios de publicación a del proceso de programación diario.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas.
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: <ul style="list-style-type: none"> – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales internos con entrega física. 	10:15 horas.
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: <ul style="list-style-type: none"> – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC). – Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario. 	10:30 horas.
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a: <ul style="list-style-type: none"> – Contratos bilaterales internos con entrega física. – Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UPs). – Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España. Envío de los PM al OS del programa correspondiente a: <ul style="list-style-type: none"> – Desgloses de UP en UF. – Potencias hidráulicas máxima y mínima. 	13:00 horas. (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación de los resultados del mercado diario).
Publicación PDBF por el OS.	13:30 horas. (en todo caso, hasta 30 min tras publicación de los resultados del mercado diario).
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.
Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos	14:45 horas.
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas. (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de banda de regulación secundaria.	14:45 horas.
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	16:00 horas. (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de banda de regulación secundaria.	16:30 horas. (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas.

2. Horarios de publicación de los programas PHF.

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^a	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Resultados subastas MI.	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea.	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF (**).	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17
Horizonte de programación.	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios).	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(*): 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(**): 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

D: Día de programación; D-1: Día anterior al de programación

Nota aclaratoria: En caso de retrasos en alguna de las publicaciones, se modificarán los horarios según se describe en este procedimiento de operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los PM mediante la página web privada de eSIOS.

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Conceptos generales.

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en este procedimiento de operación. Al objeto de facilitar los análisis de seguridad realizados por el OS, las UP estarán compuestas por una o más Unidades Físicas (UF).

Los códigos de identificación de estas unidades en el sistema eléctrico peninsular español serán aprobados por el OS conforme a los medios y procedimientos establecidos para el alta de unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

Adicionalmente, cada unidad de programación y unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identification Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y el Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

Las unidades de programación serán gestionadas por los participantes en el mercado. En caso de que el participante del mercado sea distinto del titular de la instalación de producción o de almacenamiento:

– Si el participante del mercado es un representante en nombre ajeno (representación directa), deberá actuar con la unidad de programación del titular de la instalación de producción o de almacenamiento.

– Si el participante del mercado es un representante en nombre propio (representación indirecta) de instalaciones de potencia instalada superior a 1 MW o agrupaciones de instalaciones cuya suma de potencias instaladas sea superior a 1 MW, podrá actuar con una unidad de programación propia del representante o con la unidad de programación del titular de la instalación de producción o de almacenamiento.

– Si el participante en el mercado es representante de unidades de programación compuestas por una única unidad física agregadora, conforme a lo establecido en el apartado 2.1.c) de este anexo, únicamente podrá actuar con las unidades de programación propias del representante, con independencia del tipo de representación.

– Si el participante en el mercado es un comercializador de venta, deberá actuar con la unidad de programación de venta del comercializador.

2. Organización de las unidades de programación.

Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

2.1 Unidades de programación de generación.

a) Grupo térmico de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW.

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (sección primera), entendiéndose bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre su combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente.

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente registro administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Los ciclos combinados multieje operan en distintos modos de funcionamiento.

Se define como modo de funcionamiento cada una de las posibles combinaciones de turbinas de gas y de turbinas de vapor de las unidades de producción correspondientes a la tecnología de ciclo combinado, que hayan sido notificadas y cuyo funcionamiento efectivo haya sido verificado ante el OS.

El modo de funcionamiento de cada unidad de producción de la tecnología de ciclo combinado se determinará de acuerdo con el programa de entrega de energía de la unidad de programación asociada a dicha unidad de producción, los datos estructurales facilitados al OS por el titular de la unidad de programación para cada modo de funcionamiento y, en su caso, cuando un mismo programa de entrega de energía pueda ser proporcionado con más de un modo de funcionamiento, mediante el correspondiente desglose en unidades físicas del programa de entrega de energía de la unidad de programación, enviado al OS por el participante en el mercado titular de la unidad de programación.

En caso de que el modo de funcionamiento de la unidad de producción no se pueda determinar unívocamente mediante el programa o, en su caso, el desglose del programa de la unidad de programación, el OS considerará para dicha unidad de programación el modo de funcionamiento específico que mejor se adecúe a las necesidades que la seguridad del sistema requiera en cada momento.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a la instalación de generación, según se desarrolle normativamente.

b) Unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica.

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de instalaciones hidroeléctricas que pertenezcan a una misma unidad de gestión hidráulica (UGH).

Cada unidad de programación correspondiente a una UGH estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada instalación hidroeléctrica, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo en el que se encuentre inscrita la instalación.

Podrán integrarse en una misma UGH todas las unidades físicas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

i. Pertenecer a un mismo titular o a titulares representados por el mismo participante en el mercado en nombre propio (representación indirecta). En caso de propiedad compartida, se considerará titular al sujeto que tenga atribuida la explotación según lo acordado entre las partes.

ii. Pertenecer a la misma cuenca hidrográfica, según se define en el artículo 16 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. En el caso de que por la aplicación de esta condición resultaran agrupaciones de tamaño inferior a 1.000 MW, podrán sumarse a la agrupación, siempre que se respete el límite anterior, instalaciones hidroeléctricas que no cumplan dicha condición, siempre que la potencia instalada de cada una de las instalaciones agregadas no supere los 200 MW y se cumpla al menos uno de los siguientes supuestos:

– La instalación se ubica en la misma demarcación geográfica, según se define en el artículo 16.bis del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas;

– La instalación comparte el punto eléctrico de evacuación con otras instalaciones pertenecientes a la UGH desde antes de la entrada en vigor de esta disposición;

No obstante, la CNMC podrá autorizar excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que por el tamaño de las instalaciones el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia.

iii. Todas las instalaciones que se integren en una misma UGH deberán presentar un mismo régimen económico, con o sin retribución específica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 14.7 y 14.7.bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Cada instalación de bombeo puro constituirá por sí misma una unidad de gestión hidráulica, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2.3.a) de este anexo.

El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema, quien la elevará a la CNMC acompañada de una valoración técnica y administrativa de la solicitud, en el plazo máximo de treinta días hábiles desde la recepción de la misma.

A los efectos de comprobar el cumplimiento de las condiciones de constitución de la UGH, el operador del sistema podrá requerir al solicitante la información que considere oportuna, consignando un plazo de respuesta para dicho requerimiento de información de al menos diez días hábiles. El plazo de valoración por el operador del sistema se considerará suspendido hasta la recepción de la información solicitada.

La CNMC autorizará o denegará mediante resolución motivada y previo trámite de audiencia a los interesados.

Mientras el expediente no se resuelva, el solicitante y las unidades físicas afectadas continuarán participando en el mercado de electricidad conforme a las unidades de programación vigentes. Igualmente, en caso de denegación de la petición por parte de la CNMC.

La CNMC mantendrá disponible en su página web la lista de UGH vigentes.

c) Unidades de programación de instalaciones o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos.

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por sujeto de liquidación responsable del desvío (BRP), participante en el mercado y tipo de producción, conforme a los tipos establecidos en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural – Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica – No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su tipo de producción principal, obtenida del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Adicionalmente, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

Generación a la que le son de aplicación/no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

Generación habilitada/no habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

A través de estas UP se integrarán en el sistema, en su caso, las entregas de energía correspondientes a excedentes de energía no acogidos a compensación simplificada.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a las instalaciones de generación, según se desarrolle normativamente.

Organización en Unidades Físicas (UF).

A efectos de lo establecido en este apartado se entiende por:

Instalación: Cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Agrupación: Conjunto de instalaciones que cumple con los requisitos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Respecto a la organización de las UF que componen estas UP, los criterios que aplican con carácter general son los siguientes:

Dispondrán de unidad física con localización eléctrica específica y unívoca:

Cada instalación de potencia instalada superior a 1 MW, de forma individual. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo combustible.

En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, cada uno de los conjuntos de instalaciones, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que pertenezcan a la misma agrupación y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 1 MW.

Dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización eléctrica específica y unívoca, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que englobará:

Tanto a las instalaciones individuales que no forman parte de una agrupación de potencia instalada inferior o igual a 1 MW.

Como a los conjuntos de instalaciones de la misma agrupación cuya suma de potencia instalada sea inferior o igual a 1 MW, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP.

Tratamiento individualizado de instalaciones por razones de seguridad.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación y seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de

instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución:

Las instalaciones o conjunto de instalaciones integradas en unidades físicas agregadoras podrán disponer de unidades físicas específicas diferenciadas.

Las instalaciones o agrupaciones cuya suma de potencia neta instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas.

Asimismo, con carácter excepcional, el OS o el gestor de la red de distribución, podrá solicitar que una unidad de programación se constituya en unidades físicas equivalentes, de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS o el gestor de la red de distribución para este objetivo, unidades equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS o por el gestor de la red de distribución en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

En caso de solicitud de tratamiento individualizado por necesidades del gestor de la red de distribución, la modificación debe realizarse de común acuerdo con el OS y respetando los criterios generales que permitan desarrollar adecuadamente los procesos de operación y liquidación de estas nuevas unidades.

d) Toma de energía por productores para consumos propios.

Cada participante del mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la toma de energía horaria para sus consumos de sus instalaciones de generación, entendiéndose por consumos propios de generación los definidos en el artículo 3.j) de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 2.1.a) y 2.1.b) de este anexo, cada participante en el mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para toma de energía para los consumos propios por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos propios se realizará cuando el saldo neto por periodo de programación de energía sea consumidor.

2.2 Unidades de programación de demanda:

a) Toma de energía por comercializadores.

Cada comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español que incluirá, en su caso, los excedentes de energía procedentes de instalaciones de consumo acogidas a compensación simplificada.

En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.

Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Conforme se desarrolle normativamente, las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

b) Toma de energía por consumidores directos en mercado.

Cada participante en el mercado que actúe como consumidor directo será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea sujeto de liquidación responsable del balance con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus consumidores directos en mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación por cuenta ajena y en nombre del representado (representación directa) ante el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

En caso de participación en los servicios de balance, el participante en el mercado deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.

Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Conforme a se desarrolle normativamente, las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a la instalación de consumo.

2.3 Unidades de programación de almacenamiento:

a) Instalaciones hidráulicas de bombeo.

Las instalaciones hidráulicas de bombeo tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía del conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro o mixto que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución no integrada en una UGH.

Las entregas de energía de instalaciones de bombeo integradas en una UGH se realizarán a través de la unidad de programación de la UGH.

Cada unidad de programación para entrega de energía estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiendo como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Adicionalmente, cada participante del mercado será titular de una única unidad de programación para la toma de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la red de transporte o la red de distribución.

Esta unidad de programación para la toma de energía estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

b) Otros almacenamientos.

Las instalaciones de almacenamientos no asociadas a instalaciones de generación o de demanda tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Así, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la entrega de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

Adicionalmente, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la toma de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

En caso de instalaciones consideradas relevantes para la seguridad del sistema, el OS, o el gestor de la red de distribución de forma coordinada con el OS, podrá solicitar, adicionalmente a los criterios establecidos (BRP y participante en el mercado), la creación de unidades de programación específicas en función de su localización en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada una de las unidades de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como instalaciones integran la unidad de programación, entendiendo como instalación, en su caso, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente, o, según se determine en la normativa de aplicación.

2.4 Unidades de programación de importación y exportación de energía:

a) Unidades de programación para la importación de energía:

Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de importaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la importación de energía.

b) Unidades de programación para la exportación de energía:

Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de exportaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la exportación de energía.

2.5 Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear.

Cada participante en el mercado autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular para el sistema eléctrico balear será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

2.6 Unidades de programación genéricas.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica. Con dicha unidad el participante en el mercado podrá programar todas las entregas o tomas de energía en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas de largo plazo (anual y mensual) en la interconexión entre España y Francia.
- Nominación del contrato bilateral correspondiente, en caso de aplicación de las subastas de respaldo por desacoplamiento de mercados en horizonte diario.

– La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a unidades de programación genéricas en el programa PDBF deberá ser nulo. A tal efecto, los participantes en el mercado podrán participar en el mercado diario o realizar los correspondientes contratos bilaterales antes y después del mercado diario.

2.7 Unidades de programación porfolio.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer, para cada una de sus actividades, de una unidad de programación porfolio de venta y de una unidad de programación porfolio de compra para la gestión de entregas o adquisición de energía en porfolio en el mercado intradiario continuo.

Estas unidades se verán reflejadas en los programas publicados por el OS en aquellos casos en que los resultados de la ronda del continuo incorporen unidades de porfolio sin desagregar.

ANEXO III

Contratos bilaterales con entrega física

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre dos participantes en el mercado utilizando las unidades de programación establecidas en el anexo II.

1. Declaración de alta de contratos bilaterales ante el operador del sistema.

La declaración de contratos bilaterales al OS se realizará desde la página Web privada de eSIOS. Tras la solicitud de alta del contrato bilateral a través de la página Web privada del OS, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al PM solicitante.

Existen los siguientes tipos de contratos bilaterales:

Internacionales:

a) Antes del mercado diario: mediante estos contratos se nominan los derechos de la capacidad adquirida a largo plazo en las interconexiones en las que existe un método de asignación de capacidad a largo plazo y se establecen contratos bilaterales internacionales en aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad. Se nominan antes del mercado diario.

b) Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR).

Internos dentro del sistema eléctrico peninsular español: se realizan entre unidades de generación y unidades de demanda localizadas en el sistema eléctrico peninsular español. Pueden ser nominados antes y después del mercado diario.

Entre comercializadoras: Estos contratos sólo se pueden nominar después del mercado diario, una vez que el comercializador ha adquirido en el mercado diario la energía que posteriormente será vendida a la otra empresa comercializadora.

2. Nominación de contratos bilaterales.

La nominación de los contratos bilaterales se realiza en el horizonte diario de programación conforme a lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo:

Desde la fecha de alta comunicada por el operador del sistema, los participantes del mercado podrán proceder a la nominación del contrato bilateral para su integración en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Estas nominaciones podrán ser directas o indirectas, según se haya acordado entre las partes y comunicado al OS en el proceso de declaración de alta del contrato bilateral:

Nominaciones directas: ambos participantes del mercado deberán realizar la nominación de los programas de energía de sus correspondientes unidades de programación.

Nominaciones indirectas: previa notificación al OS, sólo uno de los participantes en el mercado deberá realizar la nominación de programa correspondiente a ambas unidades de programación.

ANEXO IV

Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

1. Presentación de reclamaciones.

Una vez publicados los resultados de los procesos de programación y asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema el OS realizará un seguimiento y control de los resultados y publicaciones del proceso de programación.

Si a lo largo de este proceso se identificara una anomalía, el OS, en los casos que sea posible, podrá realizar la correspondiente republicación con posterioridad a las secuencias establecidas en el proceso de programación, informando a la CNMC y a los participantes del mercado de la causa de la anomalía y de la corrección realizada.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones a través de la página Web privada del OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos. Este mecanismo de reclamaciones podrá ser utilizado también por los participantes en el mercado para declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico o interlocutores habituales, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la página Web privada del OS, para su consideración como reclamación formal.

2. Resolución de reclamaciones.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación, el OS, en coordinación con el OM y los OS vecinos, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del mensaje correspondiente al proceso de programación afectado, manteniendo informados en todo momento a los PM de estas actuaciones, a través de la Web privada de eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OS adoptará sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

Los plazos de reclamación que permiten resolver la reclamación mediante la repetición de procesos diarios son los siguientes:

A partir de la puesta a disposición del PDBF, los PM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web privada de eSIOS.

A partir de la puesta a disposición del PDVP, los PM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS.

A partir de la puesta a disposición de la asignación diaria de banda de regulación secundaria, los participantes en el mercado dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales,

de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web privada de eSIOS.

Para los procesos realizados en el horizonte intradiario y tiempo real no se recogen explícitamente plazos de reclamación para la repetición del proceso, aplicando en todo caso, que el OS, desde el momento de recepción de la reclamación, evaluará la posibilidad de repetición del proceso, o en su caso, de proceder a una corrección a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes.

En el caso de declaración de un error en las ofertas, el operador del sistema lo tendrá en cuenta en la liquidación si la subsanación del error conllevara un mayor coste o una reducción de ingresos para el declarante, sin impacto económico negativo sobre otros sujetos proveedores. En caso contrario, si la subsanación conllevara un beneficio para el sujeto o afectase negativamente a otros proveedores, el operador del sistema lo comunicará a la CNMC para su resolución.3. Respuesta a la reclamación

El OS gestionará en un plazo no superior a cinco días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al participante del mercado que ha presentado la misma o, en su caso, la notificación a la CNMC de una declaración de error en una oferta asignada. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

3. Cierre de la reclamación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el participante del mercado dispondrá de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del participante del mercado que la presentó. De no mediar dicha comunicación en el plazo indicado, se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el artículo 30.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4. Régimen del proceso de programación.

El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los participantes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de los procedimientos de operación y de los sistemas informáticos y de comunicación del Operador del Sistema. Tampoco responderá el operador del sistema de las consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción de energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

ANEXO V

Validación de nominaciones de programa

1. Validación de nominaciones de programas del mercado diario.

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas por los participantes en el mercado y la información referente a los resultados de la contratación de energía en el mercado diario recibida del OM.

En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

- i. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.
- ii. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los participantes del mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes participantes del mercado identificados como contrapartes en dicho contrato.

Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
- iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

2. Validación de nominaciones de programas en el mercado intradiario.

2.1 Subastas del mercado intradiario.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

2.2 Mercado intradiario continuo.

Se realizará la validación de las nominaciones de programa de los resultados del MIC de forma que, en el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente ronda del mercado intradiario continuo, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

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 el último periodo de programación con programa asignado y el primer periodo de programación 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 indicadas en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión y en el contrato técnico de acceso. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dicho valor coincidirá con la potencia neta.

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:

Número 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 resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. 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:

Número 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 resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. 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 nulo en todos los periodos del horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o más de los periodos de programación correspondientes a las tres primeras horas 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.

Aspectos a tener en consideración, al menos, hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español:

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF tendrán carácter horario, mientras que las actualizaciones para el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real deberán tener carácter cuarto-horario. En caso de que la oferta presentada al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF no se actualice en tiempo real se adaptará automáticamente a periodos cuarto-horarios.

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 teled medida asociada unívoca.

Aspectos a tener en consideración, al menos, hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español:

Las limitaciones establecidas por seguridad para periodos horarios que puedan ser gestionados en las distintas sesiones del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo, abarcarán el periodo horario completo.

Los redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor de energía y precio en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora.

Los redespachos por restricciones técnicas en tiempo real presentarán el mismo valor de energía en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, cuando la limitación por seguridad se establezca para horas que aún puedan ser gestionadas en el mercado intradiario.

Los redespachos por restricciones técnicas en tiempo real podrán presentar valores de energía y precio distintos para periodos de programación cuarto-horarios correspondientes a la misma hora cuando la limitación por seguridad se establezca para horas que ya no puedan ser gestionadas en el mercado intradiario.

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 resultante 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 multiteje 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 horas consecutivas 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 periodos de programación de las tres primeras horas 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, por periodo de programación, 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 de programación 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 por periodo de programación 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 correspondiente precio marginal resultante 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 prorrata.

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 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 las tres primeras horas 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 de programación con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos de programación 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 multieje 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.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, en los casos de aumento del programa de venta o reducción del programa de consumo de bombeo de una unidad de programación en el proceso de solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real podrá ser utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido 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.

La verificación de la realización efectiva de los arranques programados y su tipo específico (en frío o en caliente) se llevará a cabo siempre de acuerdo con las medidas de energía horarias.

El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

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 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 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 correspondiente precio marginal resultante 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 periodo de programación incorporarán un

precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY}, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante 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 de programación 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 resultante del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UOPVPCBB o UOPVPCBE):

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 resultante 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 resultante 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 UPLVPCB):

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 resultante 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 resultante 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 resultante 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 resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 115 % del correspondiente precio marginal resultante 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 resultante 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 resultante 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 resultante del mercado diario si dicho precio es mayor o igual a 0, y un precio de valor igual al 85 % del correspondiente precio marginal resultante 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 K_{MAY}, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante 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 de programación correspondiente.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN}, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal resultante del mercado diario, si dicho precio es mayor o igual a 0, y un coeficiente de mayoración K_{MAY}, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal resultante 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 resultante 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 resultante 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 resultante 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 de programación 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 resultante 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 resultante 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 resultante 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 resultante 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 resultante del mercado diario. Cuando el precio marginal resultante 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 resultante del mercado diario.

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

La energía incumplida en el caso de que la energía medida en un periodo de programación 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, 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 resultante del mercado diario.

P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés), conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO) y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers (BSPs), por sus siglas en inglés) habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (Balancing Responsible Parties (BRPs), por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones.

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de 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, aprobadas por la CNMC, (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 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.

– Participante en el mercado (PM), es una 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.

– Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

4. Activación de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto RR).

Conforme al artículo 19 del Reglamento EB, la activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución (producto RR) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de dichos

productos transfronterizos estándar de energías de balance, gestionada por los operadores del sistema conforme a lo establecido en el Reglamento EB.

La activación del producto RR en esta plataforma europea de servicios de balance se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3(a) del Reglamento EB.

Las ofertas del producto RR recibidas por el operador del sistema eléctrico peninsular español (OS) de los participantes habilitados como proveedores del servicio de reservas de sustitución, según el apartado 7 de este procedimiento, y validadas de acuerdo con lo establecido en el Anexo I de este procedimiento serán puestas a disposición de la plataforma RR por el OS para su activación. Los proveedores conectados en el sistema eléctrico peninsular español recibirán a su vez del OS la información necesaria para la activación de la energía de balance correspondiente al producto RR y su correspondiente liquidación.

5. Proveedores del servicio de reservas de sustitución (RR).

Podrán ser habilitadas por el operador del sistema eléctrico español como proveedoras del servicio de reservas de sustitución (RR) todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que acrediten su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio, conforme a lo establecido en 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, aprobadas por la CNMC, de acuerdo con el artículo 5.4(c) del Reglamento EB.

Para poder presentar ofertas del producto RR al OS y ser consideradas a todos los efectos participantes en este servicio, las unidades de programación deberán contar con la habilitación expresa del OS para la provisión de este servicio.

Las unidades de programación que estuvieran habilitadas en el servicio de gestión de desvíos el día inmediato anterior al del inicio de la participación del sistema eléctrico español en la plataforma europea de RR, se considerarán ya habilitadas para la provisión del servicio de reservas de sustitución, siéndoles no obstante de aplicación las condiciones de repetición de pruebas recogidas en el PO 3.8. La habilitación de nuevas unidades de programación para el producto RR seguirá lo descrito en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema.

El OS verificará la capacidad técnica y operativa de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de provisión de reservas de sustitución mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada período de suministro de reservas. Dicha comprobación tendrá en cuenta el tiempo de activación (FAT) del producto de balance gestionado en el mercado de provisión de reservas de sustitución y el periodo de entrega en el sistema eléctrico peninsular español y la desviación de la potencia neta suministrada por la unidad de programación con respecto a su potencia neta programada en el mercado de provisión de reservas de sustitución. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de provisión de RR, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 162 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada 5 años.

Si el OS detectara un incumplimiento reiterado de los requisitos exigidos y/o una inadecuada calidad del servicio prestado que pusiera de manifiesto la falta de capacidad técnica de la unidad de programación para la prestación del servicio y/o la no remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la prestación del servicio, informará de forma detallada al titular de la unidad de programación y a la CNMC, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si pasado el plazo no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar la habilitación para la

prestación del servicio previamente concedida, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

6. Producto RR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos.

El producto de RR tendrá resolución cuarto-horaria con una duración mínima y máxima del periodo de entrega comprendida entre los 15 y los 60 minutos, por periodos cuarto-horarios completos, según lo dispuesto en el Anexo I de este procedimiento de operación.

No obstante, conforme a lo establecido en el artículo 11(5) del RRIF el intercambio transfronterizo de energías de balance entre sistemas eléctricos se seguirá realizando por periodos de programación horarios.

En el artículo 6 del RRIF se define el producto RR que se utilizará para los intercambios de energías de balance entre sistemas. En el Anexo I de este documento se encuentran detalladas dichas características, con las particularidades aplicables en el caso del sistema eléctrico peninsular español.

7. Ofertas del producto RR de los proveedores del servicio al OS.

Las ofertas del producto RR podrán ser simples (completamente divisibles, divisibles o indivisibles) o bien presentar características complejas (exclusividad, multi-parte, vinculadas en tiempo), conforme a lo indicado en el artículo 9 del RRIF, con las particularidades previstas en el Anexo I de este documento, para los proveedores del servicio de RR en el sistema eléctrico peninsular español.

En el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema se incorporan los tipos de oferta admitidos por la plataforma europea para la gestión del producto RR.

8. Proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR.

El proceso de activación de energías de balance del producto estándar RR, finaliza 30 minutos antes del inicio del periodo de entrega de la energía y consta de las siguientes fases tal y como se indica en el artículo 3 del RRIF:

– Presentación por los proveedores del servicio al OS, de las ofertas de energías de balance correspondientes al producto RR.

– Envío del OS a la plataforma europea de activación del producto RR de la información correspondiente a:

- Ofertas válidas de energías de balance del producto RR,
- Necesidades de balance a satisfacer con energías de tipo RR,
- Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC) y, en su caso,
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones.

– Comunicación de la plataforma europea de activación del producto RR al OS de la siguiente información:

- Activación de ofertas correspondientes a proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español, realizada por la plataforma europea de RR.
- Necesidades satisfechas por la plataforma europea de RR.
- Capacidad de intercambio utilizada en el proceso RR.
- Posiciones netas del sistema eléctrico peninsular español.
- Programas establecidos en las interconexiones del sistema eléctrico peninsular español.
- Precios resultantes de la activación del producto RR.

– Comunicación del OS a los proveedores de este servicio en el sistema eléctrico peninsular español, de la siguiente información:

- Información sobre las ofertas de energía de balance, clasificadas conforme a los criterios establecidos en el proceso de validación descrito en el Anexo I de este procedimiento en:

- Ofertas enviadas por el OS a la plataforma europea de RR:
 - Disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR.
 - No disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR por estar afectadas por limitaciones de programa por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.
- Ofertas no enviadas a la plataforma por infactibilidad respecto al Programa Final definitivo (PHFC).

- Resultados de la activación del producto RR (ofertas aceptadas y precios).

La plataforma europea de RR comunicará al OS la posición neta (Net Position) de cada operador del sistema, al objeto de realizar las correspondientes validaciones entre operadores de sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.1(e) del RRIF.

La hora límite para que los proveedores del servicio de RR envíen sus ofertas a los TSOs y la hora límite para el envío de la información a la plataforma europea de RR por parte de los TSOs son las definidas en los artículos 7 y 8 del RRIF, respectivamente.

Como resultado del proceso anterior, 30 minutos antes del inicio del suministro quedarán establecidos, en su caso, los programas de intercambio de energías de balance correspondientes al producto RR en las interconexiones del sistema eléctrico español.

En el caso de que el Programa Final definitivo (PHFC) tras el mercado intradiario continuo de ámbito europeo se reciba con una antelación inferior a 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación, el OS no realizará envío alguno de ofertas a dicha plataforma. En esta situación y en caso de identificarse una situación de emergencia, el OS sí podrá enviar las necesidades de balance a satisfacer con energías de tipo RR.

9. Intercambios de información asociados al proceso de activación de energías de balance RR.

9.1 Capacidad disponible en las interconexiones internacionales (ATC).

EL OS comunicará y mantendrá actualizada, en todo momento, los valores de la capacidad de intercambio disponibles en las interconexiones internacionales para su consideración en el proceso de asignación de ofertas llevado a cabo por la plataforma europea para la gestión del producto RR, tal y como establece el artículo 3.1(a) del RRIF.

9.2 Ofertas de energías de balance de tipo RR de los proveedores del servicio validadas por el OS.

Según lo establecido en el artículo 3 del RRIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de RR las ofertas de energías de balance del producto RR presentadas por los proveedores del servicio, una vez validadas por el OS de acuerdo con lo establecido en el Anexo I, respetando los plazos de tiempo establecidos a nivel europeo en el artículo 8 del RRIF.

9.3 Necesidades de energía de balance de RR del sistema eléctrico español.

El operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de RR las necesidades cuarto-horarias de balance del sistema eléctrico

peninsular español para su consideración en el proceso RR respetando los plazos y formatos establecidos para estos intercambios de información a nivel europeo en el artículo 8 del RRIF.

Las necesidades de balance que se pondrán a disposición de la plataforma europea de RR podrán estar definidas como necesidades inelásticas y/o necesidades elásticas, llevando asociadas las necesidades elásticas un precio límite para la asignación del volumen de necesidad correspondiente, precio que será establecido mediante la aplicación de la metodología para la utilización las necesidades elásticas del producto RR en el sistema eléctrico español, según se establece en el Anexo II de este procedimiento.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 11.2 del RRIF, el OS podrá incluir una banda de tolerancia asociada a su necesidad inelástica cuyo uso no podrá incrementar el precio marginal resultante de la asignación de la plataforma europea de RR.

El volumen de necesidades solicitado por el OS no superará el volumen de ofertas enviadas a la plataforma europea de RR en el sentido de la necesidad, salvo en situaciones en las que la seguridad del sistema resulte comprometida, en cuyo caso y conforme a lo establecido en el artículo 11.2 del RRIF, el volumen de necesidades requerido a la plataforma podrá ser superior al volumen de ofertas enviadas a la plataforma europea de RR.

9.4 Requisitos de control de flujo en las interconexiones.

El operador del sistema eléctrico español podrá poner a disposición de la plataforma europea de RR requisitos de control de flujo en las interconexiones entre España y Francia, y/o entre España y Portugal de acuerdo a lo establecido en el artículo 3.1(b) del RRIF.

9.5 Resultados de la activación de ofertas del producto RR por la plataforma europea.

Tras la recepción de la información relativa al resultado del proceso de optimización, desde la plataforma europea de RR, y con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del suministro, el OS comunicará a los proveedores del servicio de RR la información relativa a la activación de sus ofertas en los formatos establecidos en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema.

En caso de que por una incidencia en la plataforma europea de RR no se reciban los resultados de la activación de ofertas del producto RR, las necesidades del sistema eléctrico español serán cubiertas con la activación de energías del resto de servicios de balance del sistema, no estando prevista la aplicación de otros mecanismos de respaldo a nivel nacional específicos para el producto RR.

9.6 Actualización de la programación de los intercambios de energía en las interconexiones internacionales.

El establecimiento de programas transfronterizos de RR entre los operadores de los sistemas eléctricos interconectados dará lugar a una actualización de los programas de intercambio de energía eléctrica en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con los respectivos sistemas eléctricos vecinos interconectados.

Una vez haya finalizado la fase de activación de ofertas y se hayan establecido los programas de intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR, éstos tendrán carácter firme.

10. Liquidación de las energías de balance del producto RR.

La energía activada del producto RR a los BSPs del sistema eléctrico peninsular español, así como los intercambios transfronterizos de energías de balance entre

operadores de sistemas eléctricos del producto RR, derivados de necesidades de balance de los sistemas, serán valorados al precio marginal del correspondiente periodo cuarto-horario de cada área no congestionada conforme a las metodologías desarrolladas en cumplimiento de los artículos 30 y 50 del Reglamento EB.

Con carácter excepcional, algunas de las ofertas de energía activadas por la plataforma europea de energía RR podrán ser valoradas, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio al que ha sido ofertada dicha energía, debido a la aplicación de redondeos en el proceso de determinación del precio marginal, realizado por dicha plataforma. El precio de estas ofertas, activadas y valoradas al precio de la correspondiente oferta, diferirá del precio marginal de dicho periodo cuarto-horario, en un valor igual a la resolución que esté establecida para el precio de las ofertas

En caso de existir congestión en las interconexiones internacionales aflorará una renta de congestión derivada de la asignación común europea realizada por la plataforma de gestión del producto RR, correspondiente a la interconexión congestionada.

En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo en las interconexiones, la energía activada será valorada, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio de oferta de dicha energía, siempre que su precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema eléctrico peninsular español correspondiente a ese mismo periodo para ofertas de energía a subir o inferior al precio marginal en el caso de las ofertas a bajar. En otro caso, la energía activada será valorada al precio marginal correspondiente.

En el caso de aplicación del control del flujo en las interconexiones del sistema eléctrico español, el posible sobrecoste que resulte para el sistema eléctrico peninsular español se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión. En caso de que existan varios solicitantes de dicha acción de control de flujo sobre una interconexión, el sobrecoste se repartirá conforme a los acuerdos establecidos entre los operadores del sistema que comparten la interconexión.

Se verificará el cumplimiento efectivo del servicio, tanto en el caso de las activaciones de balance, como de las activaciones efectuadas por razones de control de flujo en las interconexiones, revisándose la liquidación en caso de incumplimiento.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real será utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido 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. El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de la integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

La liquidación de la asignación del producto RR a los proveedores del servicio en el sistema eléctrico peninsular español será realizada por el OS conforme a lo establecido 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.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto RR para el sistema eléctrico peninsular español, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance RR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la firmeza de los correspondientes intercambios de energía RR en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico español. La liquidación económica derivada de la garantía de esta firmeza se financiará

con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión del sistema eléctrico español.

El saldo mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance programados en cada interconexión y de las rentas de congestión derivadas será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores de sistema europeos participantes en la plataforma europea de balance de RR.

11. Mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

En el caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR, con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá aplicar para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español un precio diferente del precio resultante de la activación de ofertas en la plataforma europea de energía RR.

En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía RR en el sistema eléctrico español se calculará, con carácter general, como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones de energía RR realizadas en el mismo periodo de programación de todos los días en el último mes inmediato anterior. No obstante, se podrá aplicar un precio diferente, en casos debidamente justificados, cuando así lo requiera la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en el Procedimiento de Operación 14.4. Las diferencias económicas que pudieran derivarse de la aplicación de este proceso de liquidación, necesarias para mantener la firmeza de las transacciones internacionales, se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

El operador del sistema deberá justificar la aplicación de este mecanismo de salvaguarda ante los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

12. Publicación de información.

El operador del sistema publicará la información relativa al proceso de asignación del producto RR con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

13. Información a la CNMC.

El OS informará a la CNMC mensualmente sobre el funcionamiento y resultados de la plataforma europea de energías de balance RR, incluyendo todos aquellos aspectos que resulten necesarios para la supervisión de la participación del sistema eléctrico español en dicha plataforma, incluyendo los siguientes aspectos:

- Uso de necesidades elásticas.
- Requerimientos de necesidades superiores al volumen de ofertas presentadas.
- Situaciones en las que la plataforma no haya cubierto las necesidades solicitadas desde el sistema eléctrico español.
- Justificación de los requerimientos de control de flujo en interconexiones.
- Utilización de la indivisibilidad en las ofertas de los proveedores del servicio. En particular, el OS notificará a la CNMC aquellos casos en que el uso de bloques indivisibles sea sistemático o resulte incoherente con las limitaciones técnicas de la unidad de programación correspondiente o pudiera reflejar comportamientos de mercado no adecuados.

– Número de horas sin participación en la plataforma europea de intercambio de energías de balance RR por retrasos en el mercado intradiario continuo de ámbito europeo.

El OS pondrá a disposición de la CNMC la información detallada de ofertas, necesidades y resultados del mercado RR en el sistema eléctrico español.

ANEXO I

Ofertas de energías de balance de tipo RR

1. Principales características del producto/oferta RR.

Modo de activación	Programada, con activación manual
Periodo de preparación.	Entre 0 y 30 min.
Periodo de rampa de variación de potencia.	Entre 0 y 30 min.
Tiempo de activación (FAT).	30 min.
Periodo de desactivación.	Determinado por el proveedor del servicio (BSP, por sus siglas en inglés).
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .
Duración mínima del periodo de entrega.	15 min.
Duración máxima del periodo de entrega.	60 min ² .
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez/entrega.	En función de la oferta del proveedor del servicio BSP (15, 30, 45 o 60 minutos).
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	Determinada por el proveedor del servicio (BSP) en su oferta.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MWh.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .
Resolución del periodo de tiempo.	15 min.

¹ Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema. Estos límites técnicos aplicables a los precios coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB

² La duración máxima del periodo de entrega depende de la frecuencia del proceso de activación. La plataforma europea de RR tiene establecida inicialmente una frecuencia de activación horaria, lo que implica 24 horizontes de activación y la posibilidad de realizar optimizaciones que cubran 60 min. En caso de incrementarse el número de horizontes de activación («gates»), por ejemplo, a 96 diarias, la duración máxima del periodo de entrega se reduciría a 15 min.

2. Criterios de validación de las ofertas de energías de balance de tipo RR.

La participación en el proceso de activación de energías de balance de tipo RR por parte de los proveedores del servicio se llevará a cabo a través del envío de ofertas para

distintos períodos de programación cuarto-horario por parte de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio.

La oferta de RR de una UP estará formada por el conjunto de bloques de volumen ofertado MW, precio €/MW, sentido subir/bajar, tipo de oferta y posibilidad de establecer condiciones complejas.

Las ofertas de energías de balance del producto RR presentadas por los participantes del mercado mediante sus unidades de programación para la prestación del servicio serán sometidas a los siguientes criterios de validación:

2.1 Validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR en el momento de recepción.

– La oferta deberá ser enviada por BSP asociado a la unidad de programación proveedora del servicio de RR a la que corresponde la oferta.

– Se permitirá la recepción de ofertas de RR por parte de los BSP desde las 12h del día D-1.

– Sin perjuicio de lo establecido o lo que pudiera establecerse en el futuro en el artículo 7 del RRIF, la H-55´ será la hora límite para la recepción en el sistema e-sios de las ofertas enviadas por parte de los BSP, siendo H la hora de entrega de la energía.

– El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta, es decir, sólo se permitirá enviar ofertas para periodos futuros correspondientes al día del envío, y a partir de las 12h00, también para periodos correspondientes al día siguiente, teniendo en cuenta que cada mensaje solo puede aplicar a un día.

– Se permitirán como máximo 40 bloques de oferta por cada UP y sentido para el conjunto de la hora, con independencia de la duración de la oferta enviada.

– No se admitirán ofertas recibidas de un mismo BSP si contienen diferentes bloques con el mismo precio y sentido por UP e intervalo.

– Las ofertas de energía de balance de tipo RR deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

2.2 Validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR con carácter previo a su puesta a disposición de la plataforma europea de RR.

Con una antelación no inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío a la plataforma europea de RR de las ofertas de los proveedores del servicio de acuerdo con el artículo 8 del RRIF, el OS llevará a cabo un proceso de validación de las ofertas de RR recibidas, teniendo en cuenta el Programa Final definitivo (PHFC) y la información de indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio hasta ese momento para el siguiente periodo cuarto-horario de entrega de energía.

En este proceso de validación, se rechazarán (parcialmente, en el caso de ofertas completamente divisibles y divisibles, o totalmente, en el caso de ofertas indivisibles y complejas) aquellas ofertas que resulten no compatibles con su programa final y los límites físicos de la unidad de programación, y/o no respeten la potencia máxima disponible de generación o de consumo comunicada. Todas las ofertas resultantes de este proceso de validación serán enviadas a la plataforma europea de RR.

Adicionalmente, a las ofertas les serán de aplicación las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema, y vigentes en ese momento, para resolver las posibles restricciones técnicas en el sistema, indicándose:

- Si son ofertas disponibles para la asignación en la plataforma europea de RR, en caso de que éstas no se vean afectadas por las limitaciones de programa aplicadas por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.
- Si son ofertas indisponibles (parcialmente, en el caso de ofertas completamente divisibles y divisibles, o totalmente, en el caso de ofertas indivisibles y complejas) para la asignación en la plataforma europea de RR, en el caso de que estas ofertas estén afectadas por limitaciones de programa, aplicadas por seguridad del sistema eléctrico peninsular español.

Las indisponibilidades comunicadas por los proveedores del servicio recibidas con una antelación inferior a 5 minutos respecto a la hora límite para el envío a la plataforma europea de RR de las ofertas de los proveedores de servicio, serán tenidas en cuenta tras el proceso de asignación de la plataforma europea de RR.

ANEXO II

Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español

P.O.7.2 Regulación secundaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Asignación diaria de banda de regulación secundaria.
- Provisión del servicio.
- Control y medida de la prestación del servicio.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

En el anexo I de este procedimiento se recoge el funcionamiento del proceso de asignación de banda de regulación secundaria por mecanismos de mercado (ofertas, requerimientos, validaciones y funcionamiento del algoritmo de asignación).

En el anexo II de este procedimiento se incluyen los criterios técnicos referentes al sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) y a las zonas de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, mediante los cuales se realiza la provisión efectiva de este servicio.

La aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios (*Imbalance Netting*) se recoge en el anexo III de este procedimiento de operación.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance [*Balancing Service Providers* (BSPs), por sus siglas en inglés] habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance [*Balancing Responsible Parties* (BRPs), por sus siglas en inglés] del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones.

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de 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, aprobadas por la CNMC, (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 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.

– Participante en el mercado (PM), es una 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 ordenes 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.

– Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Regulación secundaria: La regulación secundaria es el servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas del proceso europeo de compensación de desequilibrios en tiempo real.

El servicio de regulación secundaria cuenta con un proceso de asignación previa de banda de regulación secundaria por unidad de programación y un proceso de activación automática de energía de regulación secundaria en tiempo real por zona de regulación mediante el sistema de regulación compartida en el sistema eléctrico peninsular español.

– Sistema de regulación compartida peninsular (RCP): La Regulación Compartida Peninsular (RCP) es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema. Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un regulador maestro principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), existiendo un sistema de respaldo de la regulación secundaria localizado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

– Zona de regulación: Conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance, una zona de regulación es una agrupación de unidades de programación que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Cada zona de regulación estará constituida por una o más unidades de programación que participen activamente en el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español (aFRR, por sus siglas en inglés), y por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación o de otro sujeto de su mismo grupo empresarial en el ámbito ibérico.

Las unidades habilitadas por el OS son aquellas que han superado el proceso de habilitación establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance y tienen

capacidad de responder activamente a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC.

En el anexo II de este procedimiento se describe la respuesta dinámica exigida a las zonas de regulación.

– Reserva de regulación secundaria del sistema: La reserva de regulación secundaria a subir/bajar del sistema es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar al conjunto de unidades de programación habilitadas en control dentro de las zonas de regulación en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control automático de regulación.

– Banda de regulación secundaria del sistema asignada: Es la reserva de regulación secundaria del sistema que el OS asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación, para todos los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente y para cada sentido subir/bajar.

– Energía efectiva neta de regulación secundaria: La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en un periodo de programación cuarto-horario, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de programación de una zona de regulación integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria.

No se considerará como energía efectiva neta de regulación secundaria los desvíos de las unidades de programación de una zona de regulación que no estén directamente ligados con las consignas requeridas por el AGC.

Cuando el signo de dicha energía neta en un período de programación resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria a bajar.

4. Proveedores del servicio de regulación secundaria.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son las zonas de regulación. A este efecto, serán de aplicación lo establecido en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC.

Tanto la constitución de una zona de regulación, como cualquier modificación que afecte a su composición, debe ser previamente autorizada por el OS. En concreto, es necesaria la autorización por parte del OS en los siguientes casos:

- Constitución de una nueva zona de regulación.
- Modificación de la composición de una zona de regulación existente por:
 - Inclusión/exclusión de una unidad de programación en zona de regulación sin participación activa en la prestación del servicio.
 - Habilitación de unidades de programación para la participación activa en la regulación dentro de una zona de regulación.
 - Cualquier modificación de una unidad física o agregación de unidades físicas en unidades de programación dentro de zona de regulación.

El operador del sistema evaluará el cumplimiento de los siguientes requisitos para autorizar la constitución de una zona de regulación:

- a) Cumplimiento de los requisitos de tamaño y composición de zonas de regulación y de adscripción de unidades de programación al centro de control responsable de la zona de regulación establecidas en las Condiciones relativas al balance.
- b) Cumplimiento de los requisitos de datos e información establecidos en las Condiciones relativas al balance.
- c) Existencia de unidades de programación habilitadas o que solicitan habilitación para la participación activa en el servicio dentro de la zona de regulación.

En el caso de inclusión en zona de regulación de instalaciones sin participación activa en el servicio de regulación secundaria, se deberá acreditar:

- a) Cumplimiento de lo establecido en las Condiciones relativas al balance respecto a la composición de las zonas de regulación y la adscripción de las unidades sin participación activa al centro de control responsable de la zona de regulación.
- b) Cumplimiento de los requisitos de datos e información establecidos en las Condiciones relativas al balance.

El proceso de habilitación de instalaciones como proveedores (BSP) en el servicio de regulación secundaria con participación activa se realizará conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance.

La condición de habilitación de una zona de regulación quedará sin efectos en el caso de incumplimiento de alguno de los requisitos establecidos las Condiciones relativas al balance.

Para la acreditación del requisito de titularidad o representación establecido las Condiciones relativas al balance, cuando se desee incorporar en una zona de regulación una unidad de la que no sea titular ni representante el propio titular de la zona, se deberá acreditar ante el OS la existencia de relación por grupo empresarial mediante una declaración responsable del sujeto titular de la zona, debiéndose actualizar esta información cuando se produzcan cambios en la estructura del grupo que afecten a la unidad de programación o a la zona.

Adicionalmente, el OS realizará un seguimiento y verificará la capacidad técnica y operativa de las zonas de regulación y de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria mediante los perfiles de respuesta para cada periodo de programación. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de regulación secundaria, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 159 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada 5 años.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad o del conjunto de su zona de regulación, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas, al menos, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

5. Funciones del operador del sistema relativas al servicio de regulación secundaria.

Las funciones del OS asociadas al servicio de regulación secundaria son:

- Autorizar la constitución y modificación de zonas de regulación.
- Habilitar a las unidades de programación para participar activamente en la prestación del servicio.
- Determinar y comunicar diariamente a los participantes en el mercado la reserva global requerida en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente.
- Establecer la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta con arreglo a lo previsto en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema.
- Gestionar el mercado de banda de regulación secundaria.
- Mantener actualizada la relación de las zonas de regulación autorizadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, indicándose para cada una de ellas, las

unidades de programación integradas en la misma. En esta relación se identificarán las unidades de programación habilitadas para la prestación de este servicio.

Esta información será facilitada a los responsables de cada una de las zonas de regulación habilitadas, y a los participantes del mercado con el debido respeto de las condiciones de confidencialidad de información vigentes. Cualquier modificación que afecte a la composición de las zonas de regulación será comunicada al responsable de la zona de regulación en cuestión.

Como responsable del sistema maestro de control (RCP):

- Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación.
- Intercambiar la información necesaria con la plataforma europea de compensación de desequilibrios e incorporar en su caso las señales de corrección al requerimiento recibidas del mismo, según se describe en el anexo III.
- Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación.
- Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, e informar puntualmente de este hecho a los responsables de las zonas de regulación.
- Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costes por la prestación del servicio de regulación.
- Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y su adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

6. Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente.

6.1 Requisitos de banda de regulación secundaria.

El OS establecerá el valor de la banda de regulación secundaria necesaria en el sistema para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia potencia.

Asimismo, al objeto de garantizar el adecuado funcionamiento del sistema de automático de regulación secundaria, establecerá la relación entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.

Los requerimientos de banda de regulación secundaria para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente serán publicados diariamente antes de las 14:45 horas.

De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados de energía, se publicarán requerimientos cuarto-horarios de banda de secundaria iguales dentro de cada hora.

6.2 Presentación de ofertas de regulación secundaria.

Los participantes en el mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de programación habilitadas para la participación activa en el servicio incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente.

Las ofertas de banda de potencia de regulación secundaria podrán estar compuestas de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma.

La relación entre la reserva a subir y a bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación.

De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados de energía, se validará que las ofertas de los participantes del mercado sean iguales en energía y precio para todos los periodos cuarto-horarios correspondientes a cada hora.

En el anexo I del presente procedimiento se detalla la información correspondiente a las ofertas de regulación secundaria.

6.3 Asignación de banda de regulación secundaria para el día siguiente.

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor coste total, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.

- Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia.

- En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.

- Si la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho de energía asociado sobre el último programa de energía (PHF/PHFC) publicado por el OS antes de la asignación de banda de regulación secundaria, diese lugar, en su caso, a una restricción técnica en el sistema, no se considerará dicha oferta en el proceso de asignación.

- La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de +/- 10 % en torno a la banda de regulación total requerida.

- La asignación a cada zona de regulación será la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de programación integradas en la correspondiente zona.

La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la zona de regulación la obligación de disponer de la banda asignada.

Si para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada fuera necesaria la modificación del programa de la unidad de programación, es responsabilidad del participante en el mercado de dicha unidad de programación realizar dicha modificación del programa de la unidad de programación en el mercado mayorista.

El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, comunicará a los participantes en el mercado proveedores de este servicio los resultados del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria y los coeficientes de participación de cada una de las zonas en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español para cada periodo de programación cuarto-horario.

6.4 Mecanismo de reducción de la banda asignada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real.

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real, contemplado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre unidades de programación que previamente habían adquirido compromisos firmes de reserva de regulación secundaria, al haberles sido asignadas ofertas en el mercado de banda de regulación secundaria, puede dar lugar a incumplimientos de dichos compromisos por parte de la correspondiente zona de regulación, por causas ajenas al propio sujeto participante proveedor del servicio.

Asimismo, la asignación de regulación terciaria por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar a las unidades de programación una pérdida total o parcial de la banda de potencia de regulación secundaria comprometida.

En estas situaciones, y dado que la prestación del servicio se realiza a nivel de zona de regulación y no de unidad de programación, en caso de disponer de reserva adicional de regulación secundaria suficiente, la zona de regulación podrá hacer frente con otras de sus unidades de programación habilitadas a los compromisos de banda de regulación secundaria previamente adquiridos.

No obstante, si la zona de regulación no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al propietario de la zona de regulación solicitar la reducción de la banda de regulación secundaria comprometida en el mercado de banda de secundaria el día anterior al de suministro con objeto de evitar incumplimientos de la prestación del servicio de regulación secundaria, provocados tanto por aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real como por aplicación de mecanismos de emergencia en tiempo real sobre unidades de programación incluidas en su zona y que habían adquirido compromisos de banda de potencia de regulación secundaria.

Para ello, el titular de la zona de regulación en la que están integradas una o más unidades de programación afectadas bien por la aplicación de limitaciones por seguridad en tiempo real o bien por asignación de redespachos de regulación terciaria por aplicación de MER, podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de la banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido en el día anterior por su zona de regulación.

Tras la solicitud de reducción de banda asignada por parte del titular de la zona de regulación afectada, el OS analizará, tanto de forma individual para cada unidad de programación, como de forma global para el conjunto de la correspondiente zona de regulación, la reducción de banda solicitada por el propietario de la zona de regulación, contrastándola con la banda de potencia perdida teóricamente por aplicación de limitaciones de seguridad para la solución de restricciones en tiempo real o por asignación de redespachos de energía terciaria por aplicación del MER.

La banda máxima de regulación secundaria a reducir se calculará en cada período de programación como el mínimo de los dos valores anteriores para cada unidad de programación.

El mecanismo de reducción de banda sólo se aplicará cuando la limitación por seguridad o en su caso el redespacho de energía por MER cubra un período de programación cuarto-horario completo, y la solicitud del participante del mercado proveedor del servicio la reciba el OS al menos 10 minutos antes del inicio del primer período de programación en el que sería aplicable.

Una vez validada por el OS la reducción de banda de regulación secundaria en las diferentes unidades de programación integradas en la correspondiente zona de regulación, se efectuarán las siguientes actuaciones:

- Se generarán las desasignaciones de banda de regulación secundaria correspondientes, estableciéndose, además, en base al orden de mérito de la asignación de ofertas realizadas, las reducciones adicionales de banda que pudiera ser necesario aplicar en la misma zona de regulación para mantener la relación subir/ bajar establecida. Todas estas anotaciones de desasignación de banda llevarán asociado un precio igual al marginal del mercado de banda de regulación secundaria vigente para el correspondiente período de programación cuarto-horario.

- Se calcularán y se enviarán a la RCP los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación en función de la reducción de banda de regulación aplicada en cada período de programación cuarto-horario completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda y previa solicitud del sujeto responsable de la zona de regulación siempre que no haya habido asignación adicional de banda de regulación secundaria en tiempo real por MER, el OS podrá decidir la posible restitución total o

parcial de la banda comprometida inicialmente a partir del momento de la aceptación de esta acción por el sujeto responsable de la zona de regulación, calculándose de nuevo los coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación, y modificándose las anotaciones de desasignación de banda que pudieran haberse efectuado previamente sobre dichos períodos.

6.5 Mecanismo excepcional de asignación de banda de regulación secundaria.

En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la asignación de la banda de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los participantes en el mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas que hubiesen sido necesarias.

7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio.

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo por zonas de regulación, conforme a la Descripción técnica de la regulación compartida del Sistema Peninsular (anexo II).

En dicho documento se establece el proceso de seguimiento de respuesta de las zonas de regulación, así como el cálculo de las reservas puestas a disposición de la regulación por las zonas y la energía de regulación utilizada en cada periodo de programación cuarto-horario.

En situaciones que imposibiliten la correcta ejecución del programa desde el sistema principal de regulación secundaria, el OS procederá a transferir su control al sistema de respaldo a la mayor brevedad posible. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas responsables de las zonas de regulación.

El paso desde el regulador maestro hasta el sistema de respaldo, y viceversa, obligará a las empresas responsables de las diferentes zonas de regulación, a conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema que en ese momento gestione el servicio.

8. Liquidación del servicio.

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos relativos al servicio de regulación secundaria que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados tres conceptos de liquidación:

- Asignación de banda de regulación secundaria.
- Variación de la banda de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada.
- Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación.

La liquidación del servicio de regulación secundaria dará lugar a los derechos de cobro y obligaciones de pago definidos 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.

Se detallan a continuación las magnitudes y precios aplicables a la prestación del servicio de regulación secundaria.

8.1 Asignación de reserva de regulación secundaria.

La asignación de reserva de regulación secundaria a liquidar será la resultante del proceso de asignación descrito en el apartado 6.2 de este procedimiento, y será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación.

El precio marginal de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerá para cada período de programación cuarto-horario, corresponderá al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente periodo de programación cuarto-horario, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

En caso de asignaciones de banda de potencia por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) que haya sido necesario realizar en cada periodo de programación cuarto-horario para obtener la reserva de regulación requerida, éstas serán valoradas a un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de la banda del mismo periodo de programación cuarto-horario en los siete días anteriores.

8.2 Variación de la reserva de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

Como resultado del seguimiento efectuado por la RCP de la respuesta de cada zona de regulación en tiempo real para cada período de programación cuarto-horario, se determinarán las siguientes magnitudes:

– Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona en función del número de ciclos en los que la zona de regulación permanezca en estado OFF (salvo aquellos en los que lo esté por indicación del OS), siendo valorada dicha incapacidad al precio de la reserva de regulación secundaria correspondiente a dicho período cuarto-horario, afectada por un coeficiente KS de valor igual a 1,5.

– Reservas residuales puestas al servicio de la regulación secundaria: se calculará en cada ciclo el valor de la reserva residual en cada sentido del requerimiento de regulación y se evaluará en términos globales del periodo de programación si el valor de la reserva residual a subir (o a bajar) es superior o inferior a la banda a subir (o a bajar) asignada a dicha zona de regulación. Los valores de reserva residual superior o inferior a la asignada serán valorados al precio de la reserva de regulación secundaria para cada período de programación cuarto-horario, afectados por un coeficiente KS de valor igual a 1,5 en ambos casos.

8.3 Energía efectiva neta realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación.

La energía efectiva neta de regulación secundaria para cada uno de los sentidos, a subir o a bajar, se calcula como el valor acumulado en cada ciclo del desvío de generación o consumo enviado por la zona en estado ACTIVO o en EMERGENCIA sólo en caso de que haya agotado su reserva. Si la zona está en EMERGENCIA sin haber agotado su reserva sólo se acumulará el desvío de los ciclos en los que la zona tiene un desvío favorable al sentido que le solicita la RCP.

La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en cada período de programación cuarto-horario como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de la regulación secundaria será valorada, con carácter general, al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho período de programación cuarto-horario, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada.

El precio marginal de la energía de sustitución a subir (o a bajar) en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir

(o a bajar), con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir (o a bajar) en dicho período de programación cuarto-horario, teniendo en cuenta tanto las ofertas de regulación terciaria de tipo programado, como las de tipo directo, considerándolas todas ellas como divisibles y sin considerar las posibles condiciones ligadas entre periodos de programación cuarto-horarios que pudieran llevar asociadas.

El precio de la energía de regulación secundaria se calculará:

– A partir del punto correspondiente a la última asignación de regulación terciaria realizada a subir o a bajar, en caso de que exista asignación previa de regulación terciaria en dicho periodo de programación cuarto-horario en el mismo sentido que el de la energía neta de regulación secundaria.

– Desde el punto inicial de la correspondiente escalera de ofertas de regulación terciaria a subir o a bajar, en caso de que no exista asignación previa de regulación terciaria a subir o a bajar en dicho periodo de programación cuarto-horario en el mismo sentido que el de la energía neta de regulación secundaria.

ANEXO I

Asignación de banda de regulación secundaria

1. Datos de entrada al proceso de asignación.

1.1 Requerimientos de regulación secundaria del sistema.

El OS determinará y comunicará diariamente a los participantes en el mercado la reserva global de regulación secundaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación cuarto-horario del día siguiente. Además, establecerá la relación de reserva a subir y a bajar requerida para las zonas de regulación, y el valor máximo y mínimo de banda de potencia admisible en cada oferta. Para ello, el OS seguirá los criterios fijados en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

La información comunicada a los participantes del mercado se compondrá de los siguientes datos:

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUB_{qh} (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJ_{qh} (MW).
- Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual), denominados respectivamente RSAN_{máx} (MW) y RSAN_{mín} (MW),

Donde qh = Índice del periodo de programación cuarto-horario correspondiente.

1.2 Programa de energía previo a la asignación de banda de regulación secundaria.

En el proceso de asignación de ofertas, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de programación, se toman en consideración los valores en energía del último programa establecido (PHF/PHFC) para la correspondiente unidad de programación y publicado por el OS antes de la asignación de banda de regulación secundaria, teniendo en consideración, en su caso, el valor del redespacho de energía incorporado en la oferta de banda de regulación secundaria presentada para dicha unidad de programación.

1.3 Integración en zonas de regulación.

Para la presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada

el 100 % de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

1.4 Ofertas de banda de regulación secundaria.

Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por el responsable de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y contendrán la siguiente información:

- Número de la oferta.
- Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).
- Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).
- Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandaqh} (€/MW). Las ofertas deberán respetar los precios técnicos máximos establecidos en el documento de intercambio de información entre OS y SM.
 - En su caso, redespacho de energía asociado (variación del programa de energía necesario respecto al último programa (PHF/PHFC) publicado por el OS antes de la asignación de la banda de regulación secundaria) VEP_h (+/- MWh), necesario para la disponibilidad de la banda de regulación secundaria ofertada.
 - Código de indivisibilidad de la oferta.

La suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta ($RNS_{\text{subirh}} + RNS_{\text{bajarh}}$) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el OS ($RSBAN_{\text{máx}}$ y $RSBAN_{\text{mín}}$).

2. Funcionamiento del algoritmo de asignación de banda de regulación secundaria.

2.1 Criterios generales.

Para la asignación de la reserva de regulación secundaria se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Cada zona de regulación debe cumplir en cada período de programación la relación entre la reserva a subir y a bajar establecida RSB_{qh} ($RSB_{qh} = RSSUB_{qh}/RSBAJ_{qh}$ (p.u.)).
- La asignación de ofertas resultante será la de menor coste que satisfaga el requerimiento del servicio de reserva de regulación secundaria.
- El coste de una oferta de reserva de regulación secundaria será el producto de la banda total ofertada por el precio ofertado.

2.2 Desarrollo del proceso.

El proceso de asignación cubre los siguientes pasos de forma secuencial:

- Se eliminan del proceso aquellos bloques de oferta que no cumplan los valores máximo y mínimo de la banda ofertada establecidos por el OS.
 - Si $RSBAN_{\text{máx}} < RNS_{\text{subirhni}} + RNS_{\text{bajarhni}}$, se elimina el bloque n de la oferta i.
 - Si $RSBAN_{\text{mín}} < RNS_{\text{subirhni}} + RNS_{\text{bajarhni}}$, se elimina el bloque n de la oferta i.
- Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos para cada período de programación (qh), estando calculado el coste como:

$$\text{Coste}_{hr} = PS_{\text{bandaqhr}} * 1000$$

Donde, r = índice que toma un valor variable desde 1 al número total de bloques válidos aceptados.

– Se asigna el requerimiento establecido según la prioridad definida por la lista ordenada. En cada asignación del bloque de una oferta se debe garantizar el cumplimiento de la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar para la zona de regulación a la que pertenezca dicha oferta, truncándose los valores en caso contrario y quedando el valor truncado pendiente de asignación en iteraciones posteriores. Por tanto, para cada bloque de oferta se cumplirá:

$$R_{\text{subir}_{nqh}} = \text{Mín} \left[\frac{RNS_{\text{subirmqh}} + \sum RNS_{\text{subirmqh}}}{R_{\text{subir}_{mh}}}, (RNS_{\text{bajarnqh}} + \sum RNS_{\text{bajarmqh}}) * RSB_{qh} \right] -$$

$$R_{\text{bajar}_{nqh}} = \text{Mín} \left[\frac{(RNS_{\text{subirmqh}} + \sum RNS_{\text{subirmqh}})}{RSB_{qh}}, \frac{RNS_{\text{bajarmqh}} + \sum RNS_{\text{bajarmqh}}}{R_{\text{bajar}_{mqh}}} \right] -$$

Donde:

n = Índice del bloque de oferta según la lista ordenada por costes.

m = Índice de los bloques de oferta de orden inferior a n, de la misma zona de regulación a la que pertenece la unidad de programación en la que se incluye el bloque de orden n.

$R_{\text{subir}_{nqh}}$ = Banda a subir asignada al bloque de oferta de orden n.

$R_{\text{bajar}_{nqh}}$ = Banda a bajar asignada al bloque de oferta de orden n.

En caso de que el bloque de oferta a asignar incluya la condición de indivisibilidad, y la asignación del mismo suponga el incumplimiento de la relación subir/bajar establecida para la zona de regulación a la que pertenece la oferta, se pospondrá su asignación, dada su condición de indivisible, quedando pendiente su posible asignación en iteraciones posteriores.

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{\text{subir}_n}$ y $\sum R_{\text{bajar}_n}$ asignada de se encuentra en el intervalo $\pm 10\%$ en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_{qh}$ y $RSBAJ_{qh}$):

$$1,1 * RSSUB_{qh} > \sum R_{\text{subir}_{nqh}} > 0,9 * RSSUB_{qh}$$

$$1,1 * RSBAJ_{qh} > \sum R_{\text{bajar}_{nqh}} > 0,9 * RSBAJ_{qh}$$

En el caso de existir igualdad de coste entre varias ofertas en el cierre de la asignación, se repartirá el valor de cierre de manera proporcional a las bandas ofertadas.

La asignación total de reserva de regulación secundaria para cada zona de regulación, corresponderá a la suma de todas las asignaciones realizadas a unidades de programación pertenecientes a dicha zona.

Los coeficientes de asignación de reserva de regulación secundaria por zona de regulación se calcularán según la siguiente fórmula:

$$K_{ZR} = \sum R_{\text{subir}_t} / RSSUP * 100$$

Donde:

ZR = Código de la zona de regulación.

t = Índice de ofertas asignadas pertenecientes a la zona de regulación ZR.

3. Validación de ofertas de regulación secundaria.

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que la unidad de programación y la zona de regulación a la que pertenece están habilitadas para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

- Durante el proceso de lectura de las ofertas.
- En el preproceso de las ofertas previo a la aplicación del algoritmo de asignación.
- En el propio proceso de asignación.
- Al finalizar el proceso de asignación.

A continuación, se describen las comprobaciones aplicadas asociados a cada una de ellas.

3.1 Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas.

En este mercado se admite una única oferta por unidad de programación, compuesta de un número de bloques que pueden ofertar banda a subir y/o bajar para uno o varios períodos de programación cuarto-horarios.

Se contemplan las siguientes restricciones a las ofertas, cuya violación lleva consigo el rechazo del bloque de oferta afectado:

- La suma de la banda a subir y a bajar de cada bloque deberá estar comprendida entre las bandas máxima y mínima comunicadas por el OS junto a los requerimientos de reserva.
- La unidad de programación para la que se presente una oferta de reserva de regulación secundaria deberá estar integrada en una única zona de regulación, debiendo ser presentada la oferta por el responsable de dicha zona de regulación.
- Los períodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.
- No se aceptarán ofertas de unidades de programación no habilitadas para regular.

3.2 Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:

- Que la unidad de programación no viole ninguna limitación por seguridad.
- Que la unidad de programación no viole ninguna limitación por indisponibilidad.

Cuando un bloque de oferta incumpla alguna de estas comprobaciones, el bloque será rechazado de forma completa, independientemente de si es divisible o indivisible.

Los bloques correspondientes a las ofertas de reserva de regulación secundaria pueden tener asociado un redespacho de energía, siendo tenido en cuenta el valor de este redespacho al realizar el proceso de validación. El redespacho va asociado al bloque y se trata de forma independiente para cada uno de ellos.

3.3 Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación.

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser objeto de asignación.

Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

- Oferta no asignada en su totalidad por no poderse compensar con ofertas de su misma zona de regulación para mantener la relación subir/bajar establecida.
- Rechazo por indivisibilidad en oferta de cierre. Este rechazo tiene lugar en el prorrateo final frente a otras ofertas con el mismo coste. Las ofertas divisibles son suficientes para alcanzar los requerimientos, por lo que las indivisibles no son asignadas.
- Oferta divisible no asignada por ser desplazada por una indivisible. En el prorrateo final, si hay ofertas divisibles e indivisibles de una zona de regulación al mismo precio, se asignan en primer lugar las divisibles y, si no se alcanzan los requerimientos, se asignan a continuación las indivisibles. Si con éstas se supera el máximo del 10 % sobre el requerimiento publicado para dicho período de programación, se van retirando ofertas divisibles hasta conseguir que el conjunto de ofertas asignadas se encuentre dentro del margen del +/- 10 % respecto al requerimiento publicado.

3.4 Comprobaciones realizadas al finalizar el proceso de asignación.

Una vez finalizado el proceso de asignación, se realizan las siguientes comprobaciones de redondeo y asignación que pueden alterar ligeramente el resultado de la asignación derivado de la aplicación directa del algoritmo:

- Asignación indivisible: A aquellos bloques indivisibles asignados a los que les quede por asignar banda, en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un valor determinado (actualmente 2 MW) se les asigna esta banda pendiente.
- Rechazo por asignación mínima: A aquellas ofertas a las que se les ha asignado banda en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un determinado valor mínimo (actualmente 1 MW), son eliminadas de la asignación.

Redondeo de asignación: Las bandas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo.

ANEXO II

Descripción técnica de la Regulación Compartida del Sistema Peninsular (RCP)

1. Introducción.

El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, desde el punto de vista de la seguridad y la fiabilidad de la operación, exige una adecuada coordinación de su regulación frecuencia-potencia.

La regulación secundaria forma parte de los sistemas automáticos de control frecuencia- potencia.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea continental y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la normativa europea y la acordada por todos los TSO que pertenecen a la red síncrona de Europa Continental.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada, teniendo en cuenta asimismo las consignas recibidas de la plataforma europea de compensación de desequilibrios en tiempo real para evitar activaciones en sentido contrario en distintos bloques de control.

Para ello el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el punto de funcionamiento de las unidades conectadas a él de forma que:

- El valor de los intercambios de potencia con otros sistemas se mantenga en el valor programado, incorporando en su caso las correcciones que resulten del proceso europeo de compensación de desequilibrios (*Imbalance Netting*).
- El valor de frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona interconectada de Europa Continental.

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

En este Sistema de Regulación, el conjunto de la reserva rodante asignada es compartido por todas las empresas en orden a:

– La distribución equitativa entre las zonas de regulación, en función de su reserva rodante asignada, de las obligaciones de regulación con respecto a desvíos con Francia y Portugal (compensados, en su caso, de acuerdo con las consignas recibidas de la plataforma europea de compensación de desequilibrios) y variaciones de frecuencia.

– La utilización de las reservas de potencia del conjunto de las empresas de forma que se puedan solventar eficazmente los desequilibrios bruscos producción - consumo.

Para realizar esta función de la Regulación Compartida, Red Eléctrica coordina directamente a los reguladores de zona, actuando de «Regulador Maestro», es decir, de repartidor de señal de regulación, y transmitiendo a los diversos reguladores de zona los valores de potencia que deben aportar a la Regulación Compartida, de acuerdo con los factores de participación resultantes de la asignación de reservas en el mercado de la regulación secundaria. A su vez, genera los resultados del servicio utilizados para la liquidación del mismo.

Red Eléctrica realiza su labor de «Regulador Maestro» desde su equipo regulador en el Centro de Control del CECOEL. Cuando éste no está disponible, el Centro de Control 2 de Red Eléctrica asume la función de «Regulador Maestro», actuando como respaldo del sistema.

2. Definiciones.

RCP: Regulación Compartida Peninsular.

Regulador maestro: Sistema de control de energía que recibe las señales básicas de la regulación compartida y genera el requerimiento de control de cada zona, así como los resultados utilizados para la liquidación del servicio.

Regulador de zona: Sistema de control de energía que, recibiendo el requerimiento de control del regulador maestro, controla la generación o el consumo de las unidades incluidas en su zona.

Control automático de generación (AGC): Función software utilizada por los reguladores de zona para realizar el control frecuencia – potencia, es decir, para ajustar de forma automática el punto de funcionamiento de sus unidades en función de unas consignas de potencia y frecuencia, anulando su error de control de área.

Error de control de área de la zona (ACE): Desvío, expresado en magnitudes de potencia, de los valores de potencia neta y frecuencia respecto a las consignas de una zona de regulación.

Generación o consumo de la zona (PI): Valor instantáneo del total de las potencias netas de cada una de las unidades pertenecientes a una zona de regulación.

Programa de generación o consumo de la zona (NSI): Valor instantáneo del total de potencia activa neta que corresponde a la suma del programa cuarto-horario de las unidades de generación, almacenamiento o consumo pertenecientes a una zona de regulación.

Desvío de generación o consumo de la zona (NID): Diferencia entre el valor del programa de generación o consumo y la potencia activa neta real de una zona de regulación.

Potencia de generación o consumo en control de la zona (PGC): Valor instantáneo de la suma del consumo o la generación neta activa que está bajo el control del AGC de una zona de regulación.

Desvío del intercambio neto de regulación peninsular (NIDR): Desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

Requerimiento total de la regulación peninsular (PRR): Potencia adicional que el regulador maestro requerirá al total de las zonas de regulación para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Contribución requerida a la regulación (MCRRFREC): Cantidad de potencia requerida por el regulador maestro a cada uno de los reguladores de zona para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular y el desvío de frecuencia.

Reserva secundaria de regulación: Potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Reserva asignada a las zonas: Valor de consigna de la reserva secundaria a subir y a bajar que debe aportar una zona de regulación como resultado de los mecanismos de mercado.

ENTSOE-CE: Área síncrona interconectada de Europa Continental (CE), integrada en la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE).

3. Regulador de Zona.

La RCP requiere que tanto el regulador maestro como el de zona permanezcan en comunicación, y realicen las funciones que se les encomiendan.

Entre otras, las funciones del regulador de zona son las que se detallan a continuación:

– Recibir la contribución requerida a la regulación de cada zona (MCRRFREC_i), enviada por el Regulador Maestro, quien lo determina por la función de la RCP tal y como se describe en los apartados posteriores.

– Reducir el valor de su propio error de control de área (ACE_i) a cero con la mínima demora. El ACE_i se calcula atendiendo a las siguientes ecuaciones:

$$ACE_i = \frac{1}{G} \cdot NID_i + MCRRFREC_i \quad (1)$$

$$NID_i = NSI_i - PI_i \quad (2)$$

donde:

ACE_i = error de control de área de la zona i.

NID_i = desvío de potencia respecto a programa de la zona i.

G = factor de atenuación del desvío de zona.

MCRRFREC_i = contribución requerida a la regulación de la zona i.

NSI_i = programa de generación o consumo de la zona i.

PI_i = generación o consumo de la zona i.

– En caso de que la zona esté utilizando su propia medida de frecuencia (modo de respaldo), el ACE_i de zona se calculará incluyendo dicha medida, tal y como se indica en el apartado 7.4.

– Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:

- Desvío de generación o consumo de la zona (NID_i).
- Programa de generación o consumo de la zona (NSI_i).
- Desvío de frecuencia con respecto a 50 Hz (Δf_i).
- Potencia de generación o consumo en control (PGC_i).

- Suma de los límites reales¹ superiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCSUP_i).
- Suma de los límites reales¹ inferiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCINF_i).

¹ Se entiende por límites reales los límites alcanzables de cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.

- Potencia activa de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de activación o suspensión del AGC de la zona.
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC (CECOEL o Centro de Control 2).

4. Regulador Maestro.

El regulador maestro es responsable de ejecutar la aplicación de la RCP propiamente dicha. Las funciones fundamentales de la RCP comprenden:

- Determinación del estado de cada zona.
- Determinación del modo de ejecución de la RCP.
- Cálculo del PRR y del MCRRFREC para cada zona.
- Supervisión de la respuesta de cada zona y ajuste de los factores de participación de cada una de ellas.
- Tratamiento de las reservas de la RCP.

5. Estados de Zona de Regulación

Cada zona de regulación tiene asociado un estado, que indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos utilizados en la función de la RCP.

El operador puede seleccionar e introducir por pantalla cuatro posibles situaciones de zona:

- ON cuando la zona participa en la regulación compartida.
- OFF cuando la zona no participa en la regulación compartida.
- OFF REE cuando la falta de participación de la zona en la regulación compartida se debe a un requerimiento del regulador maestro.
- PRUEBAS cuando la zona está realizando pruebas de regulación.

El estado de regulación de la zona se determina teniendo en cuenta:

- La situación ON/OFF/OFF REE/PRUEBAS introducida por el operador.
- El estado del AGC de la zona.
- El estado de control de las unidades incluidas en la zona.
- La validez de los datos de entrada de la zona.
- El resultado de la lógica de control de respuesta.

Los estados de zona de regulación son:

- OFF: La situación de zona introducida por el operador es OFF u OFF REE. Para salir de este modo el operador debe introducir el estado ON o PRUEBAS.
- INACTIVO: La situación de zona es ON o PRUEBAS, pero algún dato recibido del regulador de zona no permite que ésta participe en la RCP con normalidad. Se verifica alguna de las condiciones siguientes:
 - El AGC de la zona no está activo.

- El NID es inválido.
- El PGC es inválido.
- El límite superior de regulación es menor o igual que el inferior.
- No hay unidades regulando en la zona.
- El programa de generación o consumo de la zona es inválido.

– ACTIVO: La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP (no cumple los criterios de INACTIVO), y la zona no cumple con el criterio de paso a emergencia descrito en la sección 8.2.

– EMERGENCIA: La situación de la zona es ON o PRUEBAS, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP con normalidad (no cumple los criterios de paso a INACTIVO), pero la zona cumple con el criterio de paso a emergencia. El criterio de paso a emergencia de la zona se describe en la sección 8.2.

Una vez que una zona está en este estado permanece en él hasta que se cumpla una de las siguientes condiciones:

- El operador ejecuta un *reset* de la RCP.
- La zona cumple las condiciones que se han descrito para pasar a estado INACTIVO.
- La zona cumple las condiciones para pasar a estado ACTIVO, tal y como se describe en la sección 8.2.

Para evitar inestabilidades en el funcionamiento de la RCP, la salida de la zona del estado OFF y del estado INACTIVO debe ser al estado EMERGENCIA. El error de respuesta se inicializa tal y como se describe en la sección 8.1.

6. Modos de la RCP.

6.1 Descripción de los modos de la RCP.

La RCP se ejecuta en cada momento en uno de los seis modos siguientes:

– NORMAL: El modo NORMAL de la RCP representa el estado más deseable de la operación del sistema conjunto.

– FRECUENCIA: El modo FRECUENCIA de la RCP es representativo de la situación en la cual el sistema peninsular, bien se ha quedado aislado de Francia, o bien se comporta como si se hubiese producido dicha situación de aislamiento. La función de la RCP toma las medidas apropiadas tendentes a mantener la seguridad del sistema, las cuales se traducen en regular en modo NORMAL suponiendo un desvío de intercambio nulo ($NIDR = 0$).

El modo FRECUENCIA permanece efectivo hasta que se restablece la conexión con Francia, o desaparece la situación que originó el paso a este modo. La sección 6.2 describe la lógica de paso a modo frecuencia y de la salida del mismo.

– MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA: En este modo, la RCP pasa a regular únicamente el desvío con Francia, actuando como si la Península Ibérica fuese un bloque de control único.

Este modo puede establecerse manualmente, o bien de forma automática cuando la medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

– FROZEN: Este modo de ejecución hace que todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasen a regular en Modo Permisivo. En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. De esta forma se congela la respuesta esperada de cada zona.

El modo FROZEN se activa automáticamente ante situaciones de emergencia en el sistema europeo (desvíos de frecuencia mayores de MFF mHz con duración superior a

MFT segundos). También se podrá conmutar manualmente a este modo cuando la RCP esté funcionando previamente en modo NORMAL o FRECUENCIA.

– NULO: Este modo se establece cuando el modo de la RCP no se puede determinar con certeza como NORMAL, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN.

El modo NULO, una vez que se establece, permanece efectivo bien hasta que uno de los otros modos pueda determinarse sin ambigüedad, o bien hasta que, transcurrido un tiempo NTOLIM dado, la Regulación Compartida pase a modo suspendido automáticamente.

– SUSPENDIDO: La RCP se suspende preventivamente al estar en modo NULO más de un tiempo definido NTOLIM.

6.2 Determinación del modo de la RCP.

El modo de la RCP se determina tras la asignación de los estados de zona, en el orden y forma siguiente:

1. Chequeo de modo NULO.

Las condiciones de paso a NULO son cualesquiera de las siguientes:

– El valor del desvío del intercambio neto entre España y Francia (NID_F) es inválido (p.e. debido a la pérdida de alguna de las telemidas que forman este valor) y el Sistema Peninsular no está aislado de Francia.

– El valor de la frecuencia f_a^2 es inválido.

² La RCP dispone de varias medidas de frecuencia ordenadas por prioridad.

– No hay capacidad de regulación, es decir, no existen zonas cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA.

– No puede detectarse con certeza el estado de conexión con Francia.

2. Chequeo de modo FRECUENCIA.

Si el modo no es NULO, se verifica si se cumple alguna de las condiciones de paso a modo FRECUENCIA:

– Se ha detectado que el sistema peninsular está aislado de Francia.

– El sistema se comporta como si estuviese desconectado de Francia. Para ello se deben cumplir las condiciones siguientes:

• El desvío de frecuencia³ es del mismo signo que el desvío con Francia, es decir $\Delta f \cdot NID_F > 0$.

³ Nótese que el desvío de la frecuencia se calcula respecto al valor programado (dictado por ENTSOE para cada período), y no respecto al valor nominal.

• El valor absoluto del desvío de frecuencia es superior a un umbral UM, es decir $\Delta f > UM$. Si en ciclo previo la RCP ya estaba en modo FRECUENCIA, dicho umbral se ve disminuido en una banda muerta BM, es decir $\Delta f > UM - BM$ [Hz].

3. Chequeo de modo CONTROL BLOCK PENÍNSULA.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

– La medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida.

– La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

4. Chequeo de modo FROZEN.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

- La medida del desvío de frecuencia es mayor de MFF [mHz].
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de segundos determinado MFT.

5. Chequeo de modo NORMAL.

Si tras las comprobaciones anteriores se determina que el modo actual no es NULO, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN, entonces se deduce que el modo actual es NORMAL.

6.3 Suspensión y activación de la RCP.

La RCP puede ser activada o suspendida por el operador a través de la pantalla por medio de un punto sensible.

Como se indica en la sección 6.1, la RCP puede también ser suspendida automáticamente si el tiempo de funcionamiento en modo NULO supera un umbral NTOLIM.

Transcurrido un tiempo OTOLIM tras la suspensión, la situación de las zonas pasa automáticamente a OFF. La situación de las zonas deberá ser pasada manualmente a ON tras la activación.

7. Algoritmo de la RCP.

7.1 Requerimiento total de la regulación peninsular PRR.

El requerimiento total de la regulación peninsular se calcula siempre como sigue:

$$PRR = F(CNID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}) - \sum_{i=1}^N \frac{1}{G} \cdot X_i \cdot NID_i \text{ si } |PRR| \geq DBPRR \quad (4a)$$

o bien:

$$PRR = 0, \text{ si } |PRR| < DBPRR \quad (4b)$$

donde:

$F(CNID_R)$ = valor filtrado del desvío del intercambio neto de regulación NIDR, compensado en su caso (véase filtro no lineal en sección 7.2).

$CNID_R = NID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}$.

ESTIGCC = estado de participación de España en IGCC (plataforma europea de compensación de desequilibrios; tomará valor 0 en caso de no participar y 1 en caso de que España esté participando en el proceso).

P_{corr} = Potencia de corrección del desvío recibida de la plataforma europea de compensación de desequilibrios *Imbalance Netting*.

G = factor de atenuación del desvío de zona

N = número de zonas de la Regulación Compartida

$X_i = 1$ si el estado de la zona i es ACTIVO, 0 si el estado de la zona i no es ACTIVO

NID_i = desvío de generación o consumo de la zona i

DBPRR = banda muerta por debajo de la cual se hará $PRR = 0$

El cálculo de intercambio neto de regulación NID_R se realiza como sigue:

$$NID_R = NID_F - NID_P \quad (5)$$

$NID_R = NID_F$ si RCP en MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA (5b)

Siendo:

NID_R = desvío del intercambio neto de regulación

NID_F = desvío del intercambio neto de España con Francia

NID_P = desvío del intercambio neto de España con Portugal

El desvío de intercambio neto con Francia NID_F^4 , se calcula como sigue:

⁴ El valor absoluto del intercambio neto con Francia NID_F se compara con dos límites (uno mayor que el otro) generando sendas alarmas. A su vez, si dicho desvío permanece por encima de un tercer límite por un tiempo superior a un período preestablecido, se genera una alarma adicional.

$$NID_F = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_F \quad (6)$$

donde:

NSI_F = intercambio neto programado de la Península Ibérica con Francia (positivo es una compra de España a Francia)

M = número de interconexiones entre España y Francia

PI_k = intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera entre España y Francia⁵ (la dirección positiva es de Francia hacia España)

⁵ El valor del flujo de potencia por cada interconexión con Francia y Portugal se determina como el mejor entre el valor del flujo en el lado español y el valor del flujo en el lado francés y portugués cambiado de signo. El valor seleccionado se filtra por medio de un filtro de constante de tiempo T previamente a su utilización en el cálculo del NID_F y del NID_P .

$$PI_{\text{FILTRADO}}(t) = PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) + \frac{PI - PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) \cdot \Delta t}{T + \Delta t}$$

Siendo Δt el tiempo transcurrido entre los instantes t-1 y t.

El desvío del intercambio neto con Portugal NID_P , se calcula como sigue:

$$NID_P = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_P \quad (7)$$

donde:

NSI_P = intercambio neto programado entre España y Portugal (positivo es una compra de Portugal a España)

M = número de interconexiones entre España y Portugal

PI_k = intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera entre España y Portugal⁶ (la dirección positiva es de España hacia Portugal)

7.2 Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación compensado CNID_R.

El valor de la magnitud $CNID_R$ puede contener perturbaciones, a menudo pequeñas, de carácter aleatorio. La función de la RCP incluye un filtro no lineal cuyo objeto es aprovechar la ventaja que supone el procesar la entrada básica o primaria (en este caso el NID_R) de un sistema de control a través de una lógica de filtrado diseñada para eliminar acciones de control innecesarias y sin efecto práctico y alcanzar, por añadidura, objetivos adicionales tales como la minimización de la integral del desvío compensado con Francia y Portugal (mejor dicho el valor de NID_R), lo cual supone, con una buena aproximación, la minimización del desvío de intercambio inadvertido. La lógica del filtro no lineal reduce la integral de $CNID_R$ sin utilizar control integral.

El funcionamiento del filtro no lineal se resume como sigue:

$$\text{FCNID}_R = \text{CNID}_R \quad (8a)$$

Si el valor absoluto de CNID_R supera el umbral NFK_2 o se inhibe el filtrado del desvío de intercambio con objeto de mantener la seguridad del sistema.

Un valor de CNID_R grande debe ser corregido sin mayores consideraciones.

$$\text{FCNID}_R = 0 \quad (8b)$$

Cuando el valor absoluto del acumulador A es inferior al umbral NFK_1 .

El acumulador A se calcula como el último valor de CNID_R más el valor de la integral de CNID_R (B^6) multiplicado por una ganancia NFK_3 . Un valor pequeño de A implica que tanto el valor del NID_R como el valor de su integral es pequeño, por lo que no precisa acción alguna de control, pudiendo considerarse el FCNID_R nulo.

⁶ El algoritmo determina de forma independiente el valor de la integral de NID_R en las horas punta y en las horas valle, con el fin de corregir el error de energía correspondiente a cada tipo de horas en su período cuartohorario correspondiente.

$$\text{FCNID}_R = 0 \quad (8c)$$

cuando siendo el valor absoluto del acumulador A superior al umbral NFK_1 , el signo del CNID_R es opuesto al signo de su integral.

En esta situación el propio CNID_R tiende a reducir el valor de la integral, y no se ejerce acción de control alguna, forzando el valor de FCNID_R a cero.

$$\text{FNID}_R = \text{CNID}_R \cdot \text{NFK}_4 \quad (8d)$$

cuando el valor absoluto del acumulador A es superior al umbral NFK_1 y el signo del NID_R coincide con el de su integral.

La integral de CNID_R tiende a crecer, por lo que se precisa una acción de control que tienda a reducir dicha integral, por lo que al valor de CNID_R se le aplica una ganancia NFK_4 .

7.3 Cálculo de la contribución requerida a la regulación MCRRFREC_i .

En este apartado se describe el cálculo de la contribución requerida a la regulación en el modo de funcionamiento habitual. En el apartado 7.4 se describe el cálculo de la regulación requerida cuando, de forma transitoria o en modo de respaldo, se modifica el cálculo de la contribución requerida a la regulación dependiendo del modo de corrección del desvío de frecuencia.

El cálculo del MCRRFREC_i depende de diversos factores:

- Modo de la RCP.
- Estado de las zonas.
- Si se cumplen o no las condiciones del modo permisivo de regulación.

Según lo anterior, el valor del $MCRRFREC_i$ se calcula de las formas que se detallan a continuación:

1. Para los modos de la RCP NORMAL o FRECUENCIA, los $MCRRFREC_i$ se calculan repartiendo el PRR entre los reguladores de zona que están en servicio, es decir, entre aquellos cuyo estado no es OFF ni INACTIVO:

– Si el estado de la zona es ACTIVO:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot PRR + TEFREC_i \quad (9)$$

– Si el estado de la zona es EMERGENCIA:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot \left(PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i \right) + TEFREC_i \quad (10)$$

En ambos casos, K_i es el factor de participación enviado a la zona i , según se detalla en la sección 8.3.

El regulador maestro calcula la señal del término de frecuencia centralizado $TEFREC_i$ de la zona de regulación i , como:

$$TEFREC_i = -10 \cdot BIASNORM_i \cdot \Delta f \quad (11)$$

$$BIASNORM_i = B \cdot CTBCAP_i \quad (11a)$$

$$\Delta f = f_a - f_s \quad (11b)$$

Siendo:

$CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i , calculado como se describe en la sección 8.3.

Δf = desvío de frecuencia calculado por el Regulador Maestro.

f_a = frecuencia medida por el Regulador Maestro.

f_s = frecuencia programada.

B = constante de BIAS de frecuencia total del Sistema Peninsular, se establece anualmente según directrices de ENTSOE.

2. En los modos NORMAL o FRECUENCIA de la RCP una zona puede regular en modo permisivo. Las condiciones que se deben dar para que esto se produzca son:

– El error de control de área de la zona es de signo contrario al error de control de área de la Península.

El error de área de la zona se calcula suponiendo que el $MCRRFREC_i$ está dado por las ecuaciones (9) o (10) según sea el estado de la zona. Así pues:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (12)$$

El error de área global de la península, ACE_R , se calcula como:

$$ACE_R = CNID_R - 10 \cdot B \cdot \Delta f \quad (13)$$

- El valor absoluto de ACE_R supera un determinado umbral.

Una vez iniciada la regulación en modo permisivo, se mantiene mientras el valor absoluto del ACE_R sea superior al umbral $UMACE$ menos una banda muerta $DBACE$.

Cuando se cumplen ambas condiciones, la acción de control de la zona tendería a incrementar el valor del ACE_R en lugar de a disminuirlo, aun cuando para el conjunto de las zonas la acción total sea correcta y tienda a disminuir dicho error de área global. Cuando el valor del ACE_R es grande, esta forma de actuar no es apropiada, por lo que, para evitarla, el $MCRRFREC_i$ de la zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (14)$$

Esto equivale a anular el ACE_i , con lo que se anula la acción de control durante el ciclo para la zona i . Sustituyendo en las ecuaciones anteriores:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = 0$$

3. En el modo NULO de la RCP los $MCRRFREC_i$ de cada zona se mantienen constantes en el último valor válido que tuviese en el modo anterior. Si el modo NULO se mantiene suficiente tiempo como para que la RCP se suspenda automáticamente, los $MCRRFREC_i$ dejarán de enviarse a los reguladores de zona.

4. En el modo FROZEN de la RCP todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasan a regular en modo permisivo.

En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. El $MCRRFREC_i$ de cada zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (15)$$

7.4 Cálculo de la contribución requerida a la regulación $MCRRFREC_i$ en modo de respaldo.

En este apartado se describe el cálculo de la contribución requerida a la regulación cuando las zonas de regulación regulen de forma transitoria su desvío de frecuencia, o bien la corrección centralizada del desvío de frecuencia se efectúe utilizando la constante de BIAS zonal (constante). Estos modos de funcionamiento son previos a la implantación completa de la regulación centralizada de la frecuencia, si bien permanecerán como función de respaldo.

A estos efectos, se utilizará la señal MODFRECE intercambiada entre el regulador maestro y las zonas de regulación. Esta señal indica cuándo la Zona de Regulación debe excluir su Término de Frecuencia de su ACE y cómo está siendo calculado el Término de Frecuencia Centralizado TEFREC por el Regulador Maestro, incluido en la señal MCRRFREC. La señal podrá tomar los siguientes valores:

- MODFRECE= 0: Cálculo del Término de Frecuencia con BIAS zonal, por la ZR.
- MODFRECE= 1: Cálculo centralizado del Término de Frecuencia con BIAS zonal, por el Regulador Maestro.
- MODFRECE= 2: Cálculo centralizado del Término de Frecuencia con BIAS Normalizado, por el Regulador Maestro.

En caso de que la señal MODFRECE tenga valor MODFRECE=2, el cálculo de la contribución requerida a la regulación de cada zona i , $MCRRFREC_i$, se calculará como se indica en el apartado 7.3. En caso contrario, se calculará como se indica a continuación.

Asimismo, las zonas de regulación enviarán al Regulador Maestro la señal ZRMODFREC, que indica qué Término de Frecuencia está utilizando la Zona de Regulación en el cálculo de su ACE. Esta señal podrá tomar los siguientes valores:

- ZRMODFRECEZONA = 0: Término de Frecuencia calculado por la ZR (MODFRECE = 0).
- ZRMODFRECEZONA = 1: Término de Frecuencia Centralizado (MODFRECE = 1 o 2).

El Regulador Maestro utilizará esta señal con carácter informativo.

7.4.1 Si MODFRECE=0:

En este caso las zonas de regulación calculan el término de frecuencia a partir de su medida de frecuencia, por lo que el ACE de zona viene dado por:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i + TERMFREC_i \quad (16)$$

$$TERMFREC_i = -10 \cdot BIAS_i \cdot (f_i - f_s) \quad (16b)$$

Donde:

f_i = frecuencia real del sistema, medida por la zona i .

f_s = frecuencia programada en el sistema interconectado europeo continental.

$BIAS_i$ es el coeficiente de participación de cada zona. Su valor por defecto se comunica a las zonas anualmente, calculándose como la parte proporcional del coeficiente BIAS Peninsular establecido anualmente según directrices de ENTSOE. El valor por zona se calcula de acuerdo con la producción total, o bien con el consumo total, de energía en cada zona en el año natural anterior al momento del cálculo.

Adicionalmente, los coeficientes de participación por defecto se recalcularán ante cambios estructurales significativos en las zonas de regulación:

- Si se incorpora una nueva zona, se recalculará el reparto de coeficientes por defecto teniendo en cuenta la producción, o el consumo de energía de las unidades que la componen a lo largo del año natural anterior.
- Si se elimina una zona, se recalculará el reparto de coeficientes por defecto sustrayendo su producción o consumo en el año natural anterior.

Si se producen cambios significativos en la composición de alguna zona, se recalcularán igualmente los coeficientes por defecto teniendo en cuenta la producción o el consumo en el año anterior de las unidades que hayan entrado o salido de la zona.

Dependiendo del estado de zona, $MCRRFREC_i$ vendrá dado por:

Si la RCP está en modo normal o frecuencia:

- Si la zona de regulación está activa:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot PRR \quad (17)$$

- Si la zona de regulación está en emergencia:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot (PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i) \quad (18)$$

- Si la zona de regulación se encuentra en modo permisivo:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i - TERMFREC_i \quad (19)$$

En el modo NULO de la RCP los $MCRRFREC_i$ de cada zona en este caso se mantienen constantes en el último valor válido que tuviese en el modo anterior.

Si el modo NULO se mantiene suficiente tiempo como para que la RCP se suspenda automáticamente, los $MCRRFREC_i$ dejarán de enviarse a los reguladores de zona.

En el modo FROZEN de la RCP todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasan a regular en modo permisivo.

En este caso, el $MCRRFREC_i$ de cada zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i - TERMFREC_i \quad (20)$$

7.4.2 Si $MODFRECE = 1$:

En este caso, el término de frecuencia se calcula de forma centralizada y se incluye dentro de la contribución requerida a la regulación $MCRRFREC_i$, con la diferencia respecto al funcionamiento descrito en el apartado 7.3 de que el valor de BIAS de zona no es el normalizado, sino el BIAS zonal:

El término de frecuencia centralizado $TEFREC_i$ se calculará para cada zona como sigue:

$$TEFREC_i = -10 \cdot BIAS_i \cdot (f_a - f_s)_i \quad (20b)$$

Donde:

f_a = frecuencia real del sistema, medida por el Regulador Maestro.

f_s = frecuencia programada.

$BIAS_i$ es el coeficiente de participación de cada zona

8. Supervisión de la Respuesta de una Zona.

Con el fin de garantizar que se alcanzan los objetivos de la función RCP, resulta necesario incorporar una lógica que supervise el funcionamiento de cada zona y que determine si cada una de ellas responde razonablemente dentro de las condiciones que la Regulación Compartida atraviesa en cada momento.

Para ello se utiliza una lógica de control de respuesta al principio de la lógica general, para ver si la magnitud de estos valores es consistente con el $MCRRFREC_i$ que se les envió en la ejecución anterior de la RCP. La lógica de supervisión de respuesta de zona es la responsable de determinar si una zona determinada cumple el criterio de emergencia. El estado de cada zona se determina por medio de esta lógica en cada ciclo de ejecución de la RCP.

8.1 Supervisión de la respuesta de potencia en control.

- Potencia en control deseada de la zona i .

En primer lugar, se determina la potencia en control deseada para que la zona i anule su error de control de área. Se calcula como la potencia de generación o consumo en control PGC⁷ del ciclo anterior incrementada por el error de control de área de dicho ciclo:

⁷ El valor de PGC se recibe de los reguladores de zona, y se calcula a su vez a partir de las medidas de potencia de las unidades y de los estados de regulación enviados desde las zonas de regulación. Se puede elegir entre el valor telemedido o el valor calculado. A su vez existe la opción de que el valor escogido se filtre previamente a su utilización en el algoritmo.

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t-1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t-1) + MCRRFREC_i(t-1) \quad (21)$$

Siendo:

$PGC_i(t-1)$ = PGC_{*i*} recibido de la zona i en el ciclo anterior.

$NID_i(t-1)$ = NID_{*i*} recibido de la zona i en el ciclo anterior.

$MCRRFREC_i(t-1)$ = MCRRFREC_{*i*} enviado a la zona i en el ciclo anterior.

- Respuesta esperada de la zona i .

La respuesta esperada de la zona i depende de si ha habido o no cambios en el estado de control de las unidades de la zona incluidas en el cálculo del PGC_{*i*}.

- Sin cambios de estado de control de las unidades:

Con el valor de PGCD_{*i*}, que como se ve tiene en cuenta el MCRRFREC_{*i*} que se le envió en el ciclo anterior, se modela la respuesta esperada de cada zona cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA. Para ello se utiliza una función simplemente exponencial de primer orden del tipo:

$$SUM1_i = \frac{1}{1 + s \cdot T1_i} \cdot PGCD_i(s)$$

Si no ha habido cambios en las unidades participantes en el cálculo del PGC, se expresa de la forma siguiente:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM1_i(t-1) \quad (22a)$$

siendo:

$SUM1_i(t)$ = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona para el ciclo actual de control.

$SUM1_i(t-1)$ = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona en el ciclo anterior de control.

$T1_i$ = constante de tiempo que simula la velocidad de respuesta de la zona i .

α_{1i} = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo $T1_i$.

- Con cambios de estado de control de las unidades:

Si ha habido cambios en el estado de control de las unidades de la zona, la respuesta esperada se hará igual a la potencia actual más el error filtrado del ciclo anterior:

$$SUM1_i(t) = PGC_i(t) + SUM_i(t - 1) \quad (22b)$$

- Error de respuesta de la zona i.

Para determinar el error de respuesta se utiliza la siguiente lógica, con vistas a reducir el valor del error al mínimo:

- Si el valor de PGC_i es un valor comprendido entre el valor de $SUM1_i$ y el valor de $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = 0 \quad (23a)$$

- Si el valor de PGC_i es más próximo a $SUM1_i$ que a $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = SUM1_i(t) - PGC_i(t) \quad (23b)$$

- Si el valor de PGC_i es más próximo a $PGCD_i$ que a $SUM1_i$:

$$ERR_i(t) = PGCD_i(t) - PGC_i(t) \quad (23c)$$

- Error de seguimiento retardado de la zona i.

El error de respuesta de la zona resultante se pasa a través de un filtro de retardo, y se limita de la forma:

$$SUM_i = \frac{1}{1 + s \cdot T2_i} \cdot ERR_i(s)$$

Que expresado de forma discreta:

$$SUM_i(t) = \alpha_{2i} \cdot ERR_i(t) + (1 - \alpha_{2i}) \cdot SUM_i(t - 1) \quad \text{si } |SUM_i(t)| \leq K3 \cdot AT_i \quad (24a)$$

$$SUM_i(t) = K3 \cdot AT_i \cdot \frac{SUM_i(t)}{|SUM_i(t)|} \quad \text{si } |SUM_i(t)| > K3 \cdot AT_i \quad (24b)$$

Siendo:

$SUM_i(t)$ = error de seguimiento retardado de la zona para el ciclo actual de control.

$SUM_i(t-1)$ = error de seguimiento retardado de la zona en el ciclo anterior de control.

$T2_i$ = constante de tiempo de retardo del error de respuesta de la zona i.

α_{2i} = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo $T2_i$.

$K3$ = constante que limita el error de respuesta retardado de la zona i.

AT_i = umbral de mala respuesta de la zona i.

El valor absoluto del error retardado SUM_i está por lo tanto limitado a $K3$ veces AT_i , con el fin de evitar que crezca de forma indefinida.

El uso de este filtro de retardo permite que un error de seguimiento persista durante un tiempo ajustable, que depende de la magnitud del error, antes de que alcance el

umbral de mala respuesta AT_i para la zona. La constante de tiempo T_2 y los parámetros involucrados en la determinación del umbral de mala respuesta, deben ajustarse en función de los criterios de buena regulación que se establezcan.

– Cálculo del umbral de mala respuesta de la zona i .

El umbral de mala respuesta de la zona AT_i se utiliza para compararlo con el valor absoluto del error retardado SUM_i , tal y como se detalla en la sección 8.2. El valor de dicho umbral se calcula como:

$$AT_i = K2 \cdot CTBCAP_i \cdot (RESNUP + RESNDW) \quad \text{si } AT_i \geq K4 \quad (25a)$$

$$AT_i = K4 \quad \text{si } AT_i < K4 \quad (25b)$$

siendo:

RESNUP = reserva nominal a subir de la RCP en el periodo cuarto-horario en curso.

RESNDW = reserva nominal a bajar de la RCP en el periodo cuarto-horario en curso.

CTBCAP_{*i*} = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i en el periodo cuarto-horario en curso.

K2 = constante para el cálculo de AT_i .

K4 = constante que limita el valor mínimo de AT_i .

Para una descripción detallada del significado de RESNUP, RESNDW y de CTBCAP_{*i*} véase la sección 8.3.

– Inicialización del error de seguimiento retardado de la zona i en el paso de EMERGENCIA a ACTIVO.

El valor del error retardado SUM_i debe inicializarse si la zona entra o sale del estado EMERGENCIA, tal y como se indica a continuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (26)$$

siendo:

NPK2 = constante para la inicialización del error retardado.

AT_i = umbral de mala respuesta de la zona i .

$\frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|}$ = signo de error de retardo en el ciclo anterior.

De esta forma si el error ERR_i sigue aumentando la nueva condición de mala respuesta se detecta inmediatamente en el ciclo siguiente, mientras que si disminuye no da lugar a nueva detección.

– Inicialización de las variables de seguimiento de respuesta de la zona i en el paso de OFF o INACTIVO a EMERGENCIA.

La salida del estado OFF o INACTIVO de una zona siempre se produce al estado EMERGENCIA, tal y como se describe en la sección 5. Las variables de seguimiento de respuesta se inicializan conforme a lo puesto a continuación:

PGCD_{*i*} el valor de la potencia en control deseada de la zona i se determina según la ecuación (21), estimando mediante las ecuaciones (9), (10) y (14) [o (17), (18) y (19), en su caso] el valor de MCRRFREC_{*i*} que la zona hubiese tenido durante el ciclo anterior (incluye la consideración de regulación en modo permisivo).

$SUM1_i$ el valor de la respuesta esperada de la zona i se inicializa al valor de $PGCD_i$.
 ERR_i el error de la respuesta de la zona i , se hace:

$$ERR_i = SUM1_i - PGC_i \quad (27)$$

SUM_i el error retardado de la respuesta de la zona i se iguala al umbral de mala respuesta AT_i con el mismo signo que ERR_i .

8.2 Cálculo de los factores de corrección: paso al estado EMERGENCIA.

– Condición de mala respuesta.

La participación de cada zona i en la regulación se define en cada periodo cuartohorario por medio de la capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona $CTBCAP_i$, como se explica en la sección 8.3. El algoritmo realiza un seguimiento de la respuesta de la zona i determinando el error retardado de respuesta SUM_i , tal y como se ha descrito en la sección 8.1.

Estando la zona en estado ACTIVO, su respuesta no es la adecuada si se cumple la condición de mala respuesta:

$$|SUM1_i| > AT_i \quad (28)$$

– Detección de mala respuesta por exceso o por defecto.

La mala respuesta es por exceso si la diferencia entre la potencia en control deseada ($PGCD_i$) y la potencia en control (PGC_i) es de sentido contrario al PRR:

$$(PGCD_i - PGC_i) \cdot PRR < 0$$

Dado que el signo de la diferencia ($PGCD_i - PGC_i$) es habitualmente el mismo que el del error ERR_i ó que el del error retardado SUM_i , la condición de respuesta por exceso puede expresarse como:

$$SUM_i \cdot PRR < 0$$

Ahora bien, en condiciones normales ocurre que el PRR es pequeño y puede oscilar alrededor del valor nulo. Esto puede dar lugar a que una mala respuesta en estas situaciones se detecte alternativamente como por defecto o por exceso debido al cambio de signo del PRR, impidiendo en último término el paso de la zona a EMERGENCIA. Para evitar esta situación se define una banda muerta KD que permite calcular la variable $LPRR$, la cual se determina como se indica a continuación:

$$LPRR = PRR \quad (29a) \quad \text{si } |PRR| > KD \text{ o si } |PRR| \leq KD \text{ y además } LPRR \cdot PRR > 0$$

$$LPRR = 0 \quad (29b) \quad \text{si, siendo } |PRR| \leq KD, \text{ se cumple } LPRR \cdot PRR \leq 0$$

La condición de mala respuesta por exceso se identifica por tanto si el error retardado SUM_i es de signo contrario al $LPRR$, es decir, si se cumple la desigualdad:

$$SUM_i \cdot LPRR < 0 \quad (30)$$

– Cálculo del factor de corrección de la zona i .

En la situación de mala respuesta de la zona i , se debe proceder a ajustar la participación de dicha zona en la regulación por medio de factores de corrección, de tal manera que la respuesta deseada se aproxime a la respuesta real de la zona. Esto se

consigue modificando por medio de los términos $\Delta 1$ y $\Delta 2$ los factores de corrección de zona, cuyo valor nominal es la unidad ($CORFTR_i = 1$):

- Mala respuesta por exceso: Si el estado de la zona i es ACTIVO, y cumple las condiciones de mala respuesta por exceso (28) y (30), dicha situación se rectifica incrementando el factor de corrección de la zona i .

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (31a) \quad \text{si } CORFTR_i < 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \frac{1}{\Delta 2} \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (31b) \quad \text{si } 1 \leq CORFTR_i \leq 2$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (31c)$$

si $CORFTR_i > 2$; en este caso el estado de la zona i pasa a EMERGENCIA

- Mala respuesta por defecto: Si el estado de la zona i es ACTIVO, cumple la condición de mala respuesta (28), pero no la de respuesta por exceso (30), la situación se corrige disminuyendo el factor de corrección de la zona i .

$$CORFTR_i = CORFTR_i \cdot \Delta 2 \cdot \frac{AT_i}{|SUM_i|} \quad (32a) \quad \text{si } CORFTR_i > 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i - \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (32b) \quad \text{si } CORFTR_i \leq 1$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (32c) \quad \text{si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i}; \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- Retorno a la buena respuesta: Si el estado de la zona i es EMERGENCIA, y el valor absoluto del error retardado es inferior al umbral de mala respuesta menos una banda muerta $ATDB$, la zona retorna a estado ACTIVO:

$$CORFTR_i = 1 \quad (33) \quad \text{si } |SUM_i| \leq AT_i \cdot (1 - ATDB); \text{ el estado de la zona } i \text{ pasa a ACTIVO}$$

La inicialización del error retardado se hace según la ecuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (34)$$

Debe hacerse notar que el hecho de que en un momento dado el factor de corrección no sea la unidad no presupone necesariamente una falta de reserva en dicha zona. Este hecho puede ser debido simplemente a que la respuesta de una zona sea sensiblemente distinta que la esperada. El ajuste de los factores de corrección juega en este caso un papel corrector que debe proporcionar estabilidad al sistema, exigiendo una contribución transitoria mayor de aquellas zonas que se revelan capaces de suministrarla. De todas formas, una vez pasado el transitorio, los factores de corrección deben volver a tomar los valores representativos de la contribución en reserva de las zonas por lo que únicamente la reducción prolongada de dichos factores será indicativa de esta condición.

En resumen: Los factores de corrección son siempre números reales positivos. La lógica de control de respuesta modifica estos valores en la forma que se ha indicado anteriormente cuando se detecta mala respuesta, disminuyéndolos o aumentándolos.

8.3 Cálculo de los factores de participación.

- Capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i ($CTBCAP_i$).

La distribución entre las zonas de regulación de la reserva del pool a subir ($RESNUP$) y a bajar ($RESNDW$) es consecuencia del proceso ofertas de regulación secundaria. Una vez conocidas dichas ofertas se determinan las capacidades nominales de contribución de dichas zonas a la RCP en p.u. para cada periodo cuarto-horario en cuestión según la siguiente expresión:

$$CTBCAP_i = \frac{RESUP_i}{RESNUP} = \frac{RESDW_i}{RESNDW} \quad (35)$$

Siendo:

$CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i en el periodo cuarto-horario en curso.

$RESUP_i$ = reserva nominal a subir de la zona i en el periodo cuarto-horario en curso.

$RESDW_i$ = reserva nominal a bajar de la zona i en el periodo cuarto-horario en curso.

$RESNUP$ = reserva nominal a subir de la RCP en el periodo cuarto-horario en curso.

$RESNDW$ = reserva nominal a bajar de la RCP en el periodo cuarto-horario en curso.

Dado que la suma de reservas de cada zona es igual a la reserva total de la RCP se cumple:

$$\sum_{i=1}^N CTBCAP_i = 1 \quad (36)$$

Siendo:

N = número total de zonas de la RCP.

El proceso de determinación de los valores $RESNUP$, $RESDWN$ y $CTBCAP_i$ es externo al algoritmo. Se trata por tanto de datos de entrada a la RCP, que se cargan bien de forma automática, o bien manualmente por el operador. En cualquier caso, la RCP verifica que se cumple la condición definida en la ecuación anterior (36).

- Factor de participación en la regulación de la zona i (K_i).

La RCP reparte el requerimiento total de la regulación peninsular (PRR) entre las zonas que participan en la regulación (aquellas cuyo estado es ACTIVO o EMERGENCIA) atendiendo a los factores de participación en la regulación, según se define en las ecuaciones (9) y (10). Los factores de participación no normalizados se determinan en p.u. como:

$$K'_i = CTBCAP_i \cdot CORFTR_i \quad (37)$$

Siendo:

K'_i = factor de participación no normalizado.

$CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación; es un dato de entrada propio de cada zona y de cada periodo cuarto-horario.

$CORFTR_i$ = factor de corrección de la zona i ; es calculado en función de la respuesta de la zona tal y como se describe en la sección 8.2.

Los factores de participación se normalizan para su utilización en el algoritmo de la RCP de acuerdo con los siguientes principios:

- La suma de los factores de participación de las zonas en estado ACTIVO debe ser 1 (siempre que además estén respondiendo correctamente).

• La suma total de los factores de participación de todas las zonas con capacidad de regulación (ACTIVO o EMERGENCIA) no debe superar un valor máximo K_{MAX} .

Para normalizar los factores de participación se determina el término BETA, correspondiente a la suma de los factores de participación no normalizados de las zonas en estado ACTIVO:

$$BETA = \sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i = \sum_{i=1}^N K'_i \quad (38)$$

Siendo:

N = número de zonas en estado ACTIVO.

Los factores de participación normalizados se calculan por lo tanto conforme a la ecuación:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \quad (39)$$

Nótese que, si las zonas en estado ACTIVO responden correctamente, es decir todos sus $CORFTR_i$ son 1, y sustituyendo la ecuación (38) en (39), queda:

$$\begin{aligned} K_i &= \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \\ &= \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i} \end{aligned}$$

Siendo:

N = número de zonas en estado ACTIVO

Se verifica por lo tanto que los factores normalizados de las zonas en estado ACTIVO suman 1.

Por el contrario, para las zonas en estado EMERGENCIA, donde el valor de $CORFTR_i$ es 0, la ecuación (39) queda como:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i}$$

Se comprueba por lo tanto que la existencia de zonas en estado EMERGENCIA provocan que la suma total de los factores de participación normalizados sea superior a la unidad. Para evitar un exceso de regulación, si la suma total de los factores de participación fuese superior a K_{MAX} , los factores de participación de las zonas en EMERGENCIA se determinarían como:

$$K_{LIMITADOi} = \left(K_{MAX} - \sum_{j=1}^N K_j \right) \cdot \frac{K_i}{\sum_{k=1}^M K_k} \quad (40)$$

Siendo:

$K_{LIMITADOi}$ = factor de participación normalizado limitado de la zona i.

K_i = factor de participación sin limitar de la zona i.

K_j = factores de participación de las zonas en estado ACTIVO.

N = número de zonas en estado ACTIVO.

K_k = factores de participación sin limitar de las zonas en estado EMERGENCIA.

En resumen, los factores de participación normalizados reflejan la fracción real en p.u. de la capacidad de contribución nominal que la zona está poniendo efectivamente a disposición de la Regulación Compartida.

9. Entradas y Salidas a la RCP.

9.1 Entradas.

Los siguientes valores deben ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Situación de cada zona (ON / OFF / OFF REE /PRUEBAS).
- Situación de «en antena hacia Francia» de cada una de las líneas.

Los siguientes valores se cargan de forma automática, aunque pueden ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Capacidad de contribución nominal CTBCAP, en p.u., para cada zona y para cada periodo cuarto-horario.
- Programa de generación o consumo NSI para cada zona y para cada periodo cuarto-horario⁸.

⁸ Programa disponible en SIOS. Se compara con el enviado por el regulador de zona, pudiendo pasar ésta a INACTIVO tal y como se describe en la sección 5.

- Programas de intercambio internacional NSI F, NSI P y NSI M para cada periodo cuarto-horario.
- Reserva nominal a subir total asignada a la RCP para cada periodo cuarto-horario RESNUP.
- Reserva nominal a bajar total asignada a la RCP para cada periodo cuarto-horario RESNDW.

Son constantes del algoritmo modificables por pantalla:

- Constante de tiempo T_{1i} de respuesta para cada zona.
- Constante «Bias» B de frecuencia de la RCP.
- Límites de alarma en estas interconexiones y sus correspondientes bandas muertas.
- Corrección al error de área por potencia excesiva en la interconexión.

Los siguientes parámetros son modificables a través de pantalla, pero requiriendo la intervención de personal especializado:

- Incremento y decremento de los factores de corrección $\Delta 1$ y $\Delta 2$.
- Parámetros para realizar el cálculo el umbral de alarma para el control de respuesta de cada zona ATLIM (K2, K3 y K4).
- Parámetros utilizados en la lógica de control de respuesta para el ajuste de los factores de corrección y detección de mala respuesta (constante para el filtrado del error T_{2i} , umbral para el cálculo del LPRR KDP RR, etc.).
- Parámetros utilizados en el filtro no lineal de NIDR (NFK1, NFK2, NFK3 y NFK4).
- Umbrales y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMACE, DBACE, etc.).
- Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):
 - Estado de activación del AGC de cada zona.
 - NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.
 - NSI de cada zona.
 - PGC de cada zona.
 - LIMSUP y LIMINF de cada zona.

- Estado de los interruptores de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos⁹.

⁹ Los estados incorrectos han de ser sustituidos de forma manual por el operador.

- Potencia de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos¹⁰.

¹⁰ Las medidas de las interconexiones incorrectas han de ser sustituidas de forma manual por el operador.

- Estado de control de las unidades con posibilidad de regular.
- Potencia individual de cada unidad.
- ZRMODFRECZONA: indica qué Término de Frecuencia está utilizando cada Zona de Regulación en el cálculo de su señal ACE.

9.2 Salidas.

La salida primaria de la RCP la constituyen:

- El requisito de contribución a la regulación, MCRRFREC, para cada zona.
- La variable MODFRECE que indica el término de frecuencia a utilizar por las zonas de regulación.
 - La constante de frecuencia (BIAS_i) de cada zona.
 - El valor de BIAS normalizado, BIASNORM_i, de cada zona.
 - El valor de desvío de frecuencia, Δf , calculado por el Regulador Maestro.
 - El programa de frecuencia f_s programada en el sistema interconectado europeo continental.
 - Los factores de participación normalizados, K_i , de cada zona.
 - El término de corrección de frecuencia TERMFREC_i, calculado por el OS para cada zona.
 - El término de corrección de frecuencia centralizado TEFREC_i, calculado por el OS para cada zona.
 - La variable MAESTRO RCP, que indica cuál es el sistema de control del OS que está regulando: CECOEL o CECORE.
 - El valor de la variable SigPRR0, que indica el sentido de la reserva demandada por la RCP cuando la zona está en EMERGENCIA o INACTIVO.

Además, se dispone de un sumario de alarmas propio de la RCP, donde se registran las siguientes alarmas y sucesos:

- Toda entrada manual a través de pantalla.
- Cambio en el estado de la Regulación Compartida.
- Cambio en el estado de conexión con Francia y Portugal.
- Cambio en el estado de una zona.
- Excesivo intercambio con Francia y Portugal.
- Excesivo flujo en una interconexión con Francia y Portugal.
- Ausencia de zonas activas.
- Desvío del intercambio con Francia y Portugal inválidos.
- Desvío del intercambio en una zona inválida.

Así como todas las demás que se estimen necesarias para el análisis del comportamiento de la RCP y de cada zona en particular.

1. Parámetros utilizados en la regulación compartida.

A continuación, se describen los parámetros que intervienen en la función de la Regulación Compartida, junto con los valores que deben tener en cada momento, tanto en el CECOEL como en el sistema de respaldo.

Se entiende por parámetros de la RCP las magnitudes que pueden ser introducidas manualmente por el operador, a diferencia de otras variables de la RCP cuyo valor proviene de telemidas o se calcula durante la ejecución del programa.

En relación con los valores de dichos parámetros, esta sección debe recoger en cada momento los valores oficiales de los mismos. Por tanto, cualquier modificación del valor de alguno de ellos debe traducirse en una actualización de este apartado, publicándose a través de la Web privada de eSIOS la tabla completa de parámetros.

En cuanto a los valores con actualizaciones periódicas, se indica exclusivamente la periodicidad de su actualización, siendo otro documento u organismo los encargados de su actualización.

Los parámetros utilizados en la Regulación Compartida se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Parámetros generales.
- Parámetros de modos de funcionamiento.
- Parámetros para cálculo del requerimiento total.
- Parámetros para el filtrado del desvío de intercambio neto de regulación.
- Parámetros para la supervisión de respuesta de las zonas de regulación.

Nombre	Descripción	Valor
Parámetros generales		
B	Constante de BIAS de España (MW/Hz).	Anualmente es indicado por ENTSOE
G	Factor de atenuación del desvío de zona.	5
$\Delta 1$	Constante de decremento de los factores de corrección.	0,13
$\Delta 2$	Constante de incremento de los factores de corrección.	0,89
NIDLIM	Valor máximo admitido del desvío de programa de la zona de regulación.	+/- 3000 MW
Modos de funcionamiento		
CBLIM	Ciclos para paso a modo Control Block Península.	30 ciclos
NTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a modo Suspendido.	600 segundos
OTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a OFF.	160 s
MFF	Desvío de frecuencia para paso a modo Frozen.	200 mHz
MFT	Segundos para paso a modo Frozen.	60 segundos
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.	300 mHz
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.	50 mHz
Requerimiento total de la regulación peninsular		
DBPRR	Banda muerta del umbral para el cálculo del PRR.	0 MW
UMACE	Umbral del error de área para modo permisivo.	100 MW
DBACE	Banda muerta del umbral del error de área para modo permisivo.	25 MW
Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación NIDR		
NFK ₁	Filtro no lineal del NID _R : umbral del acumulador.	5
NFK ₂	Filtro no lineal del NID _R : umbral del NID _R .	60
NFK ₃	Filtro no lineal del NID _R : ganancia de la integral de NID _R .	0,05
NFK ₄	Filtro no lineal del NID _R : ganancia del NID _R .	1

Nombre	Descripción	Valor
Supervisión de respuesta de las zonas de regulación		
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona.	100
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento.	13,3
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta.	7 %
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona.	2
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta.	1
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta.	10 %
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado.	1
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR.	25 MW
KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas.	3
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia.	13,3 s

ANEXO III

Aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios en el sistema eléctrico peninsular español

1. Introducción.

En este anexo se describe la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de compensación de desequilibrios (proceso *Imbalance Netting*, IN por sus siglas en inglés), conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL) y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento eB).

2. Participación del sistema eléctrico peninsular español en el proceso europeo de compensación de desequilibrios.

Conforme al artículo 22 de la EBGL, la participación del sistema eléctrico peninsular español en el proceso europeo de compensación de desequilibrios (IN, por sus siglas en inglés) se realizará mediante la utilización de una plataforma europea gestionada por los operadores del sistema, conforme a lo establecido por la EBGL.

La participación del OS en el proceso europeo de compensación de desequilibrios se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de Aplicación para la plataforma europea de compensación de desequilibrios [All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the imbalance netting process in accordance with Article 22 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (INIF)]», presentado por los TSOs europeos con fecha 18 de junio de 2018, para su aprobación por las NRAs europeas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2(a) del Reglamento EB.

3. Proceso europeo de compensación de desvíos.

El proceso de compensación de desvíos entre bloques de control frecuencia-potencia permite la compensación de las necesidades de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR, por sus siglas en inglés, equivalente a la denominada regulación secundaria en el sistema español) del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español con las necesidades opuestas del resto de los bloques de control frecuencia-potencia

Europeos y participantes en el proceso, con carácter previo a la activación de las energías de balance de tipo aFRR en el sistema eléctrico peninsular español.

Este proceso de compensación se realiza en tiempo real, con respeto de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

4. Intercambios de información asociados a la aplicación del proceso europeo de compensación de desequilibrios.

4.1 Capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales (ATC).

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español comunicará a la plataforma europea de IN cualquier posible actualización del valor de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales con Francia y Portugal, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en el proceso de compensación llevado a cabo por la plataforma europea de IN.

4.2 Límites para la compensación de desequilibrios en el proceso IN.

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de IN los valores de los límites máximos de intercambio de energía para la compensación de desequilibrios, tanto globalmente para el sistema eléctrico peninsular español, como para cada una de las interconexiones participantes en la plataforma, y para cada sentido de flujo de la interconexión.

En cada interconexión participante, el valor máximo de la compensación de desequilibrios en cada sentido de flujo corresponderá al valor de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en ese mismo sentido de flujo (ATC), pudiendo establecerse límites adicionales en las interconexiones, de carácter más restrictivo, por motivos de seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.

4.3 Necesidades de balance del sistema eléctrico español comunicadas a la plataforma de IN.

Conforme a lo establecido en el artículo 3.4 del INIF, el operador del sistema eléctrico español pondrá en tiempo real a disposición de la plataforma europea de IN las necesidades de regulación secundaria (aFRR) del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español, al objeto de su posible compensación, parcial o total, en la plataforma de IN. Dichas necesidades se corresponderán con el error de control de área en lazo abierto del bloque de control frecuencia – potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

4.4 Resultados de la compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN

La plataforma europea de IN comunicará al OS la señal de corrección que será incorporada en tiempo real al lazo de control de la regulación secundaria en el sistema eléctrico peninsular español, resultante del proceso de compensación de la plataforma de IN, conforme se establece en el artículo 3.6 del INIF.

5. Liquidación de los intercambios de energía resultantes de la compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso IN, serán valorados al precio medio ponderado de los denominados precios de oportunidad a subir y a bajar declarados por los operadores del sistema participantes en la plataforma europea de IN.

El precio de oportunidad a subir y a bajar del bloque de control declarado por el sistema eléctrico peninsular español será el correspondiente al precio marginal de activación de la energía de regulación secundaria a subir y bajar, respectivamente.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español en el marco de aplicación del proceso IN, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

El saldo económico mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español establecido mediante la aplicación del proceso IN será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación que actuará como contraparte para la liquidación de los TSOs.

P.O.7.3. Regulación terciaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los siguientes aspectos:

- Publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria.
- Presentación de ofertas de energía de regulación terciaria.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica de la provisión del servicio.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers (BSPs), por sus siglas en inglés) habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente en el servicio de regulación terciaria, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (Balancing Responsible Parties (BRPs), por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones.

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad, y en el artículo 4 de 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, aprobadas por la CNMC (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 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.

– Participante en el mercado (PM), es una 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.

– Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal

como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Servicio de regulación terciaria: La regulación terciaria es uno de los servicios de balance de activación de reservas de potencia activa que tiene por objeto mantener la frecuencia y el equilibrio generación-demanda del sistema. Este servicio, de activación manual en un tiempo igual o inferior a 15 minutos, es gestionado por el OS mediante mecanismos del mercado y permite la restitución del uso de la reserva automática de regulación secundaria.

– Oferta de regulación terciaria: Se define como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que, en el momento de presentar dicha oferta, y teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones, y en su caso, de su fuente de energía primaria, puede ofrecer una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede ser mantenida, durante 15 minutos (en el caso de ofertas asignadas en activaciones programadas) o de hasta 30 minutos (en el caso de ofertas de tipo directo asignadas en activaciones directas).

– Reserva de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español: A nivel del sistema eléctrico peninsular español, se considera como reserva total de regulación terciaria el conjunto de las ofertas de regulación terciaria de las unidades de programación de los proveedores del servicio de regulación terciaria en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que cumplan los requisitos recogidos en 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, aprobadas por la CNMC.

Para la aceptación de ofertas y la consideración a todos los efectos de la participación en el servicio de regulación terciaria de una unidad de programación, el participante en el mercado proveedor del servicio deberá contar con la autorización expresa del OS.

El OS verificará la capacidad técnica y operativa de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de regulación terciaria mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada período de suministro. Dicha comprobación tendrá en cuenta el tiempo de activación del producto de balance gestionado en el mercado de regulación terciaria y el periodo de entrega en el sistema eléctrico peninsular español, y la desviación de la potencia neta suministrada por la unidad de programación con respecto a su potencia neta programada en el mercado de regulación terciaria. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de las unidades de programación como proveedoras del servicio de regulación terciaria, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada cinco años, conforme a lo recogido en el apartado 6 del artículo 159 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión.

Si el OS detectara un incumplimiento reiterado de los requisitos exigidos, una inadecuada calidad del servicio prestado que pusiera de manifiesto la falta de capacidad técnica de la unidad de programación para la prestación del servicio o la no remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la prestación del servicio, informará de forma detallada al titular de la unidad de programación y a la CNMC, concediendo un plazo de tiempo para introducir las mejoras necesarias. Si pasado el plazo no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar la

habilitación para la prestación del servicio previamente concedida, hasta que se constate el cumplimiento del requerimiento del OS.

5. Requerimientos de reserva de regulación terciaria previstos para el día siguiente.

El OS establecerá el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación cuarto-horario del día siguiente, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Los requerimientos de reserva de regulación terciaria serán publicados para el día siguiente antes de la hora límite establecida en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

En caso de que se detectase que la reserva de regulación terciaria en los diferentes programas dentro del proceso de programación del sistema no permite cubrir los requerimientos necesarios, el OS podrá solicitar, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

6. Ofertas de regulación terciaria.

6.1 Presentación de ofertas.

Las unidades de programación proveedoras de este servicio presentarán cada día, en los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, la oferta de toda su reserva de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación cuarto-horarios del día siguiente.

La reserva de regulación terciaria ofertada deberá ser coherente con la información estructural de la unidad de programación previamente comunicada al OS, así como con la situación particular de las unidades de programación a lo largo del proceso de programación.

Las ofertas de regulación terciaria deberán ser actualizadas de forma continua siempre que se produzcan modificaciones en el proceso de la programación que afecten al volumen ofrecido de reserva de regulación terciaria de las unidades de programación proveedoras de este servicio, y en particular, cuando existan indisponibilidades que afecten a la reserva de regulación terciaria de una unidad de programación.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación cuarto-horario finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación cuarto-horario inmediato siguiente, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

6.2 Tipos de ofertas.

Las ofertas de regulación terciaria reflejarán, para cada período de programación cuarto-horario, la reserva de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en euros/MWh

Los participantes del mercado proveedores del servicio podrán enviar ofertas de regulación terciaria de tipo directo o programado. Las ofertas de tipo directo podrán ser asignadas mediante activaciones programadas o directas, mientras que las ofertas de tipo programado quedarán restringidas únicamente a las activaciones programadas.

Atendiendo a criterios de divisibilidad de los bloques, las ofertas podrán ser de tipo completamente divisible, divisible e indivisible.

Asimismo, existe la posibilidad de establecer condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios con las siguientes opciones:

– Enlace técnico (Technical Linkage): Enlaza ofertas de distintos periodos cuarto-horarios impidiendo que una misma oferta se active dos veces. Una oferta para un

periodo cuarto-horario no estará disponible si la oferta enlazada en el cuarto de hora anterior fue asignada en una activación directa. Solo se permite una oferta por periodo cuarto-horario con el mismo valor del enlace.

– Enlace condicional (Conditional Linkage): Una oferta para un periodo cuarto-horario puede estar disponible o no para su activación, dependiendo de si las ofertas enlazadas en los dos periodos cuarto-horarios anteriores fueron activadas o no. El participante en el mercado proveedor del servicio puede comunicar las siguientes opciones:

- No disponible si la oferta vinculada es activada/rechazada.
- No disponible si la oferta vinculada es asignada en una activación programada/directa.
- No disponible para una activación directa si la oferta vinculada es asignada en una activación directa/programada.

Las ofertas de regulación terciaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información PM-OS, en la que se encuentran detallados, asimismo, los formatos y tipos de oferta de regulación terciaria.

En el anexo I de este procedimiento de operación se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

En función de las necesidades de balance del sistema eléctrico se podrán realizar activaciones programadas o directas de regulación terciaria.

– Activación programada: Con una antelación de 15 minutos respecto al inicio del periodo de programación cuarto-horario, el OS, efectuará cuando el sistema eléctrico así lo requiera, la activación programada de ofertas de regulación terciaria). La duración de esta activación será siempre de 15 minutos y será realizada utilizando todas las ofertas enviadas por los participantes del mercado (tipos programado y directo).

– Activación directa: En cualquier momento, atendiendo a las necesidades de balance del sistema eléctrico, el OS podrá realizar activaciones directas de ofertas de regulación terciaria, respetando en todo momento el tiempo de activación de 15 minutos. Esta activación tendrá una duración variable (como máximo de 30 min), desde el inicio de su programación en un periodo cuarto-horario determinado y hasta la finalización del siguiente periodo de programación cuarto-horario. Está asignación será realizada únicamente utilizando ofertas enviadas por los participantes del mercado marcadas como tipo directo.

En ambos tipos de activación, el OS realizará la asignación de ofertas para la prestación del servicio de regulación terciaria aplicando criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.

El algoritmo de regulación terciaria realizará el correspondiente control en el proceso de asignación al objeto de que las asignaciones de regulación terciaria respeten las limitaciones establecidas por seguridad del sistema, así como las limitaciones de potencia máxima o potencia contratada de las unidades de programación, y teniendo en cuenta también las comunicaciones de indisponibilidades enviadas por el participante del mercado.

La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado y mantenida durante un cierto período de tiempo equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Las unidades de programación que resulten asignadas en el servicio de regulación terciaria modificarán su programa de energía.

La energía de regulación terciaria asignada será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación en cada período de programación cuarto-horario, para cada tipo de activación y para cada sentido de asignación (subir/bajar).

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

8. Mecanismo excepcional de resolución.

En los casos en los que, por razones de emergencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, en relación con la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los participantes del mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación que fuesen necesarias.

9. Control del cumplimiento del servicio de regulación terciaria en tiempo real.

El OS comprobará el cumplimiento de la regulación terciaria asignada mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación, tanto en términos de variación de la potencia, como del cumplimiento del tiempo máximo (quince minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

10. Liquidación de la provisión del servicio.

El tratamiento económico del servicio de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago de los servicios de ajuste del sistema, si bien quedan establecidos en este procedimiento de operación, los criterios de liquidación a los proveedores de este servicio.

10.1 Liquidación de las asignaciones de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación cuarto-horario para cada tipo de activación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar.

10.1.1 Activaciones programadas.

Como resultado del proceso de activación programada se obtendrá un precio marginal para cada periodo de programación cuarto-horario determinado por la oferta asignada de mayor precio, en el caso de activación de reserva terciaria a subir, o por la oferta de menor precio, en el caso de activación de reserva terciaria a bajar.

10.1.2 Activaciones directas.

Las asignaciones directas aplican a dos periodos de programación cuarto-horarios, por lo que existirán dos precios marginales correspondientes a cada uno de los periodos de programación cuarto-horario y para cada sentido subir/bajar:

Precio marginal activaciones directas	Periodo de programación correspondiente al inicio de la activación directa (QH0)	Periodo de programación correspondiente al fin de la activación directa (QH1)
Activaciones a subir.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir realizadas en QH0 y de la asignación programada a subir realizada en QH0.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir en QH0 y de la asignación programada a subir realizada en QH1.
Activaciones a bajar.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar realizadas en QH0 y de la asignación programada a bajar realizada en QH0.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar en QH0 y de la asignación programada a bajar realizada en QH1.

10.1.3 Activaciones por aplicación del mecanismo excepcional de resolución.

Las asignaciones de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de resolución (MER) serán valoradas para cada periodo de programación cuarto-horario conforme a los siguientes criterios:

- Asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional de resolución a subir:
 - En caso de haber existido alguna activación de regulación terciaria previa a subir en el periodo cuarto-horario con precio mayor o igual que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir en dicho periodo de programación cuarto-horario
 - En caso de que todas las activaciones de regulación terciaria a subir previas del periodo cuarto-horario resulten con precio menor que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir en dicho periodo de programación cuarto-horario.
 - En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.
- Asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional de resolución a bajar:
 - En caso de haber existido alguna activación de regulación terciaria a bajar previa en el periodo cuarto-horario con precio mayor o igual que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación cuarto-horario
 - En caso de que todas las activaciones de regulación terciaria a bajar previas del periodo cuarto-horario resulten con precio menor que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación cuarto-horario.
 - En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el precio medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

10.2 Revisión del cumplimiento efectivo del servicio de regulación terciaria.

El OS verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de energías de balance procedentes de reserva de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) y regulación terciaria para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación responsable del balance (BRP).

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real será utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido 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.

El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de la integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

La participación en el servicio de regulación terciaria por parte de los proveedores del servicio se llevará a cabo a través del envío de ofertas para distintos períodos de programación cuarto-horario por parte de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio.

La oferta de regulación terciaria de una UP estará formada por el conjunto de bloques de volumen ofertado MW, precio €/MW, sentido subir/bajar, tipo de oferta y posibilidad de establecer condiciones ligadas entre periodos.

Las ofertas presentadas por los participantes del mercado mediante sus unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los siguientes criterios de validación:

1. Validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria en el momento de recepción.

– La oferta deberá ser enviada por el participante del mercado asociado a la unidad de programación proveedora del servicio de regulación terciaria a la que corresponde la oferta.

– La oferta debe ser enviada antes de la finalización del plazo para el envío de ofertas para cada periodo de programación cuarto-horario.

– Todas las ofertas recibidas de los PM deberán tener una duración de 15 minutos, aunque las ofertas directas podrán ser activadas hasta en dos periodos de programación consecutivos, si son asignadas en activaciones directas.

– Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación y periodo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria y periodo se envía más de una vez una oferta para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior. En caso de enviar una anulación (potencia máxima 0), no deben ser enviados ninguno de los identificadores de enlace de ofertas.

– El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta, es decir, sólo se permitirá enviar ofertas para periodos cuarto-horarios futuros correspondientes al día del envío, y a partir de las 12h00, también para periodos cuarto-horarios correspondientes al día siguiente, teniendo en cuenta que cada mensaje solo puede aplicar a un día.

– Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y periodo de programación cuarto-horario igual o superior al siguiente período de programación cuarto-horario en curso.

– Si la oferta es divisible se debe informar de potencia mínima. En este tipo de ofertas divisibles, la potencia máxima debe ser superior a la mínima. En ofertas indivisibles, si se informa de potencia mínima, ésta debe ser igual a la potencia máxima.

– Sólo se permitirán 30 bloques de oferta por cada UP e intervalo de 15 minutos, con independencia del sentido. Si se reciben más de 30 bloques para una UP e intervalo, el sistema rechazará todos los bloques de las ofertas para esa UP e intervalo.

– Se rechazarán ofertas recibidas de un mismo PM si contienen diferentes bloques con el mismo precio y sentido por UP e intervalo.

– Las ofertas de regulación terciaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

2. Validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se validaron las ofertas en el momento de su recepción.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes.

2.1 Activaciones programadas:

– La oferta de terciaria respeta todos los límites por seguridad establecidos sobre las unidades de programación.

– La oferta de terciaria respeta las comunicaciones de indisponibilidad de las unidades de programación.

– La oferta de terciaria respeta los límites de potencia máxima o de potencia contratada de las unidades de programación proveedoras del servicio.

– La oferta a bajar de unidades de programación de entregas de energía debe ser igual o inferior a su programa de generación, mientras que la oferta a subir de las unidades de programación para la toma de energía debe ser inferior o igual que su programa de adquisición.

Cuando un bloque de oferta incumpla alguno de estos límites, el bloque será tratado en función del tipo de oferta:

– Si el bloque es de tipo completamente divisible, será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

– Si el bloque es de tipo indivisible, será rechazado

– Si el bloque es de tipo divisible, será rechazado si alguno de los límites afecta a su potencia mínima; en caso contrario, será truncado hasta el punto de que deje de violar el límite.

2.2 Activaciones directas:

En las activaciones directas, al poder efectuarse asignaciones de duración superior a un período de programación cuarto-horario, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

Así, se aplicarán sobre la oferta las mismas validaciones que las descritas para las activaciones programadas, aplicadas sobre dos periodos cuarto-horarios consecutivos correspondientes al periodo de programación cuarto-horario en el que se inicia la activación programada y el siguiente.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria

1. Características generales del algoritmo de asignación.

Las características generales de este algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria para activaciones directas y programadas son las siguientes:

– El algoritmo realiza asignaciones de ofertas de regulación terciaria de potencia (MW), no de energía.

– El algoritmo realiza asignaciones de duración igual o superior a un período de programación cuarto-horario:

- En caso de activaciones programadas, la asignación se realiza para un periodo de entrega de duración de 15 min., coincidente con un periodo de programación cuarto-horario.

- En el caso de activaciones directas, la asignación se realiza con las ofertas correspondientes a un determinado periodo cuarto-horario, abarcando el periodo comprendido entre el minuto de inicio de la activación de dicho periodo de programación cuarto-horario y el final del periodo cuarto-horario siguiente.

– Se trata de un proceso de asignación meramente económico, basado en la obtención de la solución que cubra el requisito solicitado al mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas válidas existentes en el momento de proceder a su asignación, conforme a las validaciones descritas en el anexo I de este procedimiento de operación.

– Como resultado del proceso de asignación se obtiene para cada tipo de activación un precio marginal de la asignación de ofertas en cada período de programación cuarto-horario que viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación cuarto-horario.

2. Construcción de las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas se basa, en primer lugar, en la construcción de una lista ordenada por precio de oferta con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación cuarto-horario en cuestión por sentido de la oferta (escaleras separadas de terciaria a subir y a bajar).

– El criterio de ordenación depende del sentido de la oferta (subir/bajar): los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

– En el caso de activaciones directas, las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para su asignación. En el caso de activaciones programadas, ambos tipos de ofertas estarán disponibles para su activación.

– Ofertas con condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios. En función del resultado de activaciones previas, determinados bloques de ofertas estarán o no disponibles en las escaleras de ofertas a subir/bajar para las activaciones programadas y directas de un determinado periodo de programación cuarto-horario.

– Si existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan en primer lugar los bloques completamente divisibles, después, los bloques divisibles e indivisibles, ordenados de menor a mayor conforme al volumen de los bloques divisibles hasta su potencia mínima y de los bloques indivisibles, y, finalmente, en caso de igualdad en los grupos anteriores, por orden de llegada de los ficheros de oferta.

3. Activación programada.

El OS, teniendo en cuenta las necesidades de balance del sistema, realizará una asignación programada sobre la correspondiente escalera de ofertas de regulación terciaria (subir o bajar) para un periodo de programación cuarto-horario.

En caso de que el punto de corte corresponda con un bloque de tipo indivisible o con el bloque comprendido entre el cero y la potencia mínima de un bloque divisible, el algoritmo rechazará esta oferta y pasará a la siguiente, por lo que, en estos casos, se contempla la existencia de ofertas no asignadas cuyo precio sea inferior/superior al precio marginal de la correspondiente asignación a subir/bajar.

Sin perjuicio de lo anterior, al objeto de minimizar el volumen de ofertas no asignadas por este motivo, cuando se produzcan este tipo de situaciones, el algoritmo identificará y elegirá la solución de menor coste entre las siguientes:

1. Solución que cumple estrictamente el requerimiento inicial solicitado.
2. Solución que contempla una variación de un $\pm 10\%$ del requerimiento inicial solicitado, con un máximo de ± 100 MW.

Como resultado del proceso de asignación programada se obtiene un precio marginal de la asignación de ofertas programadas en cada período de programación cuarto-horario que viene determinado por el precio de la oferta programada de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

4. Activaciones directas.

En función de las necesidades del sistema, el OS podrá asimismo realizar una o varias activaciones directas a subir o a bajar en cada periodo de programación cuarto-horario.

En caso de que una determinada activación directa se produzca en el mismo sentido que una asignación anterior (programada o directa), se realizará la asignación en la correspondiente escalera desde el punto en el que quedó en la asignación previa, teniendo en cuenta que las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para la asignación directa, además de las variaciones en la escalera determinadas por las ofertas condicionadas enviadas por los participantes en el mercado. Si en anteriores asignaciones se hubiera rechazado algún bloque indivisible o divisible con potencia mínima mayor que cero, estos bloques volverán a formar parte de la escalera.

En caso de que la activación directa en un determinado sentido no se produzca en el mismo sentido de una asignación anterior (programada o directa), se utilizará la escalera del sentido correspondiente desde el principio (no se producirán desasignaciones de lo asignado previamente), teniendo en cuenta que las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para la asignación directa, además de las variaciones en la escalera determinadas por las ofertas condicionadas enviadas por los participantes en el mercado.

En caso de que el punto de corte corresponda con un bloque de tipo indivisible o con el bloque comprendido entre el cero y la potencia mínima de un bloque divisible, el algoritmo seguirá los mismos criterios de asignación que para la activación programada.

Para cada asignación directa se obtendrá un precio de asignación de carácter provisional, quedando determinado el precio definitivo de las asignaciones directas en cada periodo de programación cuarto-horario conforme a lo indicado en el apartado 10.1.2 de este procedimiento de operación, una vez finalizadas todas las asignaciones que afectan a cada periodo de programación.

P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación

1. Objeto.

Constituye el objeto de este procedimiento de operación, el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información necesarios para el cumplimiento de las funciones y obligaciones del operador del sistema (OS) en el ámbito del proceso de programación y gestión de los servicios de ajuste del sistema, sin perjuicio de cualquier otra publicación o intercambio de información establecido reglamentariamente.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del Sistema (OS).

A efectos de este procedimiento de operación, el OS será el encargado de poner a disposición de los participantes en el mercado la información a la que tengan derecho conforme a los criterios de publicidad establecidos en este procedimiento de operación, realizará propuestas de modificación o de implantación de nuevos intercambios de información y mantendrá los mecanismos y herramientas necesarias para realizar el tratamiento y gestión de dicha información.

b) Gestores de la red de distribución (GRD).

Los gestores de la red de distribución podrán acceder a la información recogida en este procedimiento correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red. Asimismo, sujeto a la entrada en vigor de la normativa por la que se implementa el Artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, los GRD podrán tener acceso a dicha información correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red observable.

c) Participantes en el mercado (PM).

Los participantes en el mercado serán responsables de facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con los medios establecidos en el presente procedimiento, y de hacer llegar al OS, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. Los PM podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

A efectos de las comunicaciones con el OS, los participantes en el mercado serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

3. Carácter y tratamiento de la información.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado mayorista de electricidad son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y en lo dispuesto en la regulación europea vigente en relación con la transparencia de la información sobre el mercado mayorista de electricidad. Atendiendo a estos criterios:

– El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de los programas asociados al proceso de programación, volúmenes de indisponibilidades de unidades de programación, resultados y precios de las asignaciones en los servicios de ajuste del sistema, así como, las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes y los valores de capacidades comerciales y programas de intercambio internacional por interconexión.

– El OS hará público los resultados desagregados de los procesos de programación del sistema eléctrico, respetando los plazos que se determinan en este procedimiento de operación.

– El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los PM, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

No obstante, lo anterior, las Autoridades Reguladoras Nacionales podrán disponer de toda la información, con el máximo nivel de detalle, sin aguardar los plazos de confidencialidad para los participantes en el mercado mayorista de electricidad.

La información recibida por los GRD de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable, será tratada conforme a los criterios establecidos en la Resolución del 13 de noviembre de 2019 de la CNMC por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el Artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485.

4. Intercambios de información.

4.1 Intercambios de información periódicos relevantes en el proceso de programación.

Los datos e intercambios de información que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos de programación y de gestión de los servicios de ajuste del sistema, que posteriormente serán objeto de liquidación en el ámbito del mercado mayorista de electricidad, se realizarán en los sistemas de información del OS.

Estos intercambios de información estarán coordinados, en su caso, con los intercambios de información que el OS deba realizar con otros operadores del sistema, con el operador del mercado (OM) y con otras entidades, en cumplimiento de sus funciones.

Los intercambios de información integrados en el proceso de programación pueden tener carácter periódico, generalmente asociados a un plazo límite de publicación, en los diferentes horizontes de largo plazo, diario, intradiario y tiempo real o carácter eventual, tras la ocurrencia de un evento relevante que requiera la realización de dicho intercambio.

En el anexo I se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación en el mercado mayorista de electricidad.

4.2 Gestión y modificación de datos estructurales.

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS en relación con los procesos de la programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad es necesario disponer de la información actualizada relativa a:

- Participantes en el mercado (PM).
- Unidades de programación (UP).
- Unidades físicas (UF).
- Zonas de Regulación (ZR).
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión (UPR).

El alta y/o modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la Web de acceso privado del OS, debidamente cumplimentado por el PM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el PM, y, en su caso, en coordinación con el OM, el OS comunicará al PM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización de dicho cambio.

4.3 Acceso a la información por parte de los GRD.

Los GRD podrán acceder a través de los sistemas de información del OS a la información programada disponible de las unidades físicas con localización eléctrica específica y unívoca que integren instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación. Dicha información se desagregará por unidad de programación o unidad física, según corresponda, e incluirá las indisponibilidades de instalaciones.

Asimismo, los GRD podrán acceder a la información estructural para la programación de la operación correspondiente a la información general de las unidades físicas de aquellas instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación.

5. Sistemas de información del operador del sistema (SIOS).

Los datos e intercambios de información del proceso de programación serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del OS serán sistemas redundantes.

Asimismo, aquellos sistemas considerados críticos para el proceso de programación dispondrán de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas, siendo estos usuarios los responsables de disponer de los medios de comunicación con el centro de respaldo utilizando los diferentes modos de acceso definidos por el OS.

5.1 Comunicación con los SIOS.

La comunicación entre el OS, los GRD y los PM, y en su caso, entre el OS, el OM u otras entidades participantes en el mercado mayorista de electricidad, así como la divulgación de la información de carácter público, será efectuada desde los SIOS por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que sean más adecuadas, dando cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.
- b) Garantía de confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada PM.
- c) En caso de envíos de mensajes a los Sistemas de Información del OS, existencia de acuse de recibo de cada mensaje recibido, con indicación de fecha y hora.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para la realización de los intercambios de información bidireccionales, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso tanto al sistema principal como al de respaldo, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.2 Servicios de acceso a los sistemas de información del OS.

Los servicios de acceso a los SIOS dependerán del carácter de la información a la que dan acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso:

- a) Servicio de acceso público, que no requiere del uso de ningún tipo de certificado.
- b) Servicio de acceso privado, que requerirá el uso de un certificado digital personal otorgado por el OS, o por entidades reconocidas por el OS.

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes en el mercado (PM), al OM, a los GRD, a otros operadores del sistema y a otras entidades involucradas en el proceso de programación del mercado mayorista de electricidad conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

5.3 Sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS.

El sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS se basa en la utilización de los siguientes elementos:

a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los PM, los GRD y otros sujetos y entidades de mercado mayorista de electricidad podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del PM, GRD o entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

6. Formatos de intercambio de información.

Los documentos electrónicos intercambiados con los PM, GRD y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes. Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» acordado conjuntamente por el OS y el OM.

ANEXO I

Intercambios de información del proceso de programación

1. Información de carácter público comunicada por el OS.

1.1 Previsión de demanda

El OS facilitará la siguiente información relativa a la previsión de demanda (incluido el consumo asociado a autoconsumo) del sistema peninsular español con la siguiente periodicidad:

Anualmente: Antes del día quince del mes de diciembre.	<ul style="list-style-type: none"> – Previsiones semanales del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal. – Margen de las previsiones para el año siguiente. Esta publicación se realizará con una semana de antelación respecto a las asignaciones de capacidad en horizonte anual.
Mensualmente: En los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:	<ul style="list-style-type: none"> – Previsiones referidas a meses completos. – Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.
Semanalmente: Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.
Diariamente: Al menos dos horas antes respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Periodos cuarto-horarios del día siguiente.
Horariamente: Cada hora.	– Periodos cuarto-horarios, con un horizonte de 30 horas desde la hora de publicación.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular 4/2019, el OS realizará y publicará las previsiones de demanda considerando tres niveles de previsión:

Anual: En el mes de diciembre para el siguiente año.	– Predicción de la demanda peninsular anual en el mes de diciembre del año anterior.
Diaria D+1: Antes de las 11:00 (una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario).	– Desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Horariamente para todas las horas del día en curso.

1.2 Previsión producción eólica y solar.

El OS facilitará la información correspondiente a las previsiones de generación (incluida la generación asociada al autoconsumo) eólica y solar térmica y fotovoltaica del sistema peninsular español:

Diariamente: Con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.	– Previsión desde el día siguiente y la semana móvil siguiente con resolución cuarto-horaria.
Horariamente: Cada hora.	– Previsión desde hora siguiente a la hora de publicación y el período horario final del día siguiente con resolución cuarto-horaria.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular 4/2019, el OS realizará y publicará las previsiones de eólica y solar fotovoltaica en los siguientes dos niveles de previsión:

Diaria D+1: Antes de las 11:00.	– Predicción diaria de generación peninsular eólica más fotovoltaica para el día siguiente, con desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Predicción intradiaria de la generación peninsular eólica más fotovoltaica.

1.3 Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte.

El OS facilitará, semanalmente, la información actualizada, correspondiente a las fechas de inicio y fin (día y hora) asociadas a indisponibilidades y planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW y la mantendrá actualizada en caso de producirse modificaciones.

1.4 Disponibilidad/indisponibilidad de unidades de generación y demanda.

El OS facilitará la información correspondiente a:

- La generación eléctrica disponible agregada por tipo de producción conforme a las categorías definidas para la generación en el apartado 1.9 de este anexo con periodicidad mensual, para el horizonte semanal, mensual, trimestral y anual.
- Planes de mantenimiento e indisponibilidades.

Mensualmente, dentro de los primeros 10 días de cada mes.	<ul style="list-style-type: none"> – Planes de mantenimiento previstos para el año móvil en: <ul style="list-style-type: none"> • unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW. • unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.
Cada hora.	<ul style="list-style-type: none"> – Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de: <ul style="list-style-type: none"> • unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW. • unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.

1.5 Índice de llenado medio semanal de almacenamiento hidroeléctrico

El OS publicará semanalmente el índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), correspondiente a la semana anterior, incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior.

1.6 Generación y demanda real.

El OS facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores de:

- Demanda real del sistema registrada en tiempo real para cada periodo de programación cuarto-horario.
- Entregas de energía en tiempo real para cada periodo de programación cuarto-horario de las unidades de generación agregada por tipos de producción conforme a las categorías establecidas en el apartado 1.9 de este anexo.

En el día D+1, estará ya disponible la información correspondiente a las medidas horarias de entregas o tomas de energía de cada una de las unidades de generación, demanda y almacenamiento de potencia neta igual o superior a 100 MW.

1.7 Capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC, por sus siglas en inglés).

El OS facilitará para cada una de las interconexiones internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) la siguiente información:

Anualmente: No más tarde del décimo día previo a la fecha de ejecución de las subastas anuales, pero nunca después del 1 de diciembre.	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el año siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
--	--

Mensualmente: No más tarde de las 13:00 horas del tercer día laborable previo a la fecha de ejecución de las subastas mensuales	<ul style="list-style-type: none"> – Valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia. – Valores de la capacidad de intercambio previstos para el año en curso, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.
Horizonte diario: Antes de la hora límite correspondiente al Plazo de Firma Diario de cada día (Artículo 69 del Reglamento CACM)	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el día siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
En tiempo real, con al menos una hora de antelación respecto a la apertura del mercado intradiario	– Cualquier modificación identificada con posterioridad será actualizada en tiempo real para el horizonte de programación que alcanza hasta las 24 horas del día siguiente.

1.8 Subastas explícitas de capacidad.

El OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas de largo plazo en las interconexiones europeas, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas HAR (Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el largo plazo).

1.9 Programas de generación y consumo.

El OS facilitará los programas correspondientes a los diferentes horizontes de programación, con resolución horaria y cuarto-horaria, al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuarto-horarios: Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP) y Programas Finales (PHF y PHFC). El Programa operativo (P48) será publicado con resolución cuarto-horaria.

– En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación se facilitarán los programas agregados conforme a las siguientes categorías:

- Hidráulica.
- Eólica.
- Solar fotovoltaica.
- Solar térmica.
- Otras Renovables.
- Nuclear.
- Turbinación bombeo.
- Ciclo Combinado.
- Carbón.
- Fuel-Gas.
- Cogeneración.
- Residuos no Renovables.
- Consumo Bombeo.
- Programa Enlace Baleares.
- Importaciones.
- Exportaciones.
- Saldo Internacional.
- Comercializadores
- Comercializadores de referencia.
- Consumidores directos en mercado.
- Consumo servicios auxiliares.
- Genéricas.

– Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los programas por participante en el mercado.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

Adicionalmente, el OS facilitará, el programa operativo (P48) por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, en el plazo máximo de una hora desde su publicación.

1.10 Programas de intercambio internacionales:

En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación, el OS publicará los programas de intercambio internacionales establecidos por los PM en los diferentes horizontes de programación (PDBF, PDVP, PHF, PHFC y P48) por cada una de las interconexiones internacionales como resultado de:

- La participación en los mercados de energía.
- La gestión en las interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- La participación en las plataformas europeas de balance.
- La gestión coordinada de congestiones identificadas en las interconexiones en tiempo real y, en su caso, cualquier otro ajuste en tiempo real que modifique los programas de intercambio internacional establecidos por los PM.

Adicionalmente, el OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a:

- Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de participación en plataformas de balance con periodicidad diaria, o de subastas explícitas de acuerdo con el calendario de subastas explícitas.
- Antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que hayan sido necesarios aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

1.11 Proceso de solución de restricciones técnicas:

El OS facilitará la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en el plazo máximo de 30 minutos tras la publicación del PDVP, y la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real en un plazo máximo de 30 minutos tras el correspondiente periodo de programación cuarto-horario:

- Resultados agregados de energía programada por sentido y según los distintos tipos de limitación y precio medio resultante del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real.
- Volumen agregado de limitaciones de programa aplicadas.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de energía programada del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real:

- Agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, en el plazo máximo de tres días desde el día de programación, incluyendo precios de asignación.
- Agregados por participante en el mercado, transcurrido un mes desde el día de programación.
- Por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación y limitaciones establecidas por seguridad.

1.12 Banda de regulación secundaria.

Con periodicidad diaria, antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación de banda de regulación secundaria el OS publicará:

- Los requerimientos de banda de regulación secundaria del sistema a subir y a bajar para cada periodo de programación cuarto-horario para el día siguiente
- El resultado agregado y precio marginal cuarto-horario de la asignación de banda de regulación secundaria a subir y a bajar para cada periodo de programación del día siguiente.
- La curva agregada anonimizada de ofertas de banda de regulación secundaria a subir y a bajar.

Asimismo, el OS facilitará los resultados del proceso de asignación de banda de regulación secundaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo los resultados de la reasignación de banda.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de banda de regulación secundaria.

1.13 Energías de balance.

1.13.1 Reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación la siguiente información:

- Volumen total de energía de balance tipo RR asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea RR.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar) y el tipo de necesidad (inelástica/elástica).
- Precio marginal cuarto-horario correspondiente a la activación de energía de balance tipo RR en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Curva agregada anonimizada de ofertas de energía de balance tipo RR a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español enviadas a la plataforma europea RR.
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones solicitados desde el sistema eléctrico español para las interconexiones entre Francia - España y Portugal - España.

El OS publicará, antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, la información relativa a la liquidación del sistema eléctrico español derivada de la consideración de los requisitos de control de flujo en las interconexiones internacionales.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de la asignación de energías de balance RR:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de RR presentadas por los proveedores del servicio.

1.13.2 Regulación terciaria.

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuarto-horario la siguiente información:

- Volumen total de energía de regulación terciaria asignada a subir y a bajar
- La curva agregada anonimizada de ofertas presentadas por los PM de regulación terciaria a subir y a bajar
- Precios marginales cuarto-horarios correspondiente a las activaciones programadas y directas de energía terciaria.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados del proceso de asignación de regulación terciaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de regulación terciaria presentadas por los PM.

1.13.3 Energía activada de regulación secundaria.

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuarto-horario la siguiente información:

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria a subir y a bajar y el precio marginal correspondiente a la activación de energía secundaria.

El primer día laborable siguiente al día D, el OS publicará:

- Volumen de energía compensada de importación y exportación del sistema peninsular español por aplicación del proceso de compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN,

Mensualmente, el OS publicará:

- Precios cuarto-horarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español calculados por la plataforma europea de IN

1.14 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El OS facilitará la siguiente información a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación, la siguiente información:

- Volumen de demanda interrumpible (potencia activa que se podría dejar de consumir por los proveedores del servicio de interrumpibilidad en el caso de la aplicación de una orden de reducción de potencial).
- Tras cada activación del servicio de interrumpibilidad, el OS hará pública la información de volumen de recurso interrumpible solicitado por aplicación de interrumpibilidad (MWh), desglosado por los siguientes criterios:

- Por criterios económicos.
- Por criterios técnicos.
- A efectos de comprobación del funcionamiento efectivo del servicio.

1.15 Desvíos.

El OS, antes de transcurridos 30 minutos desde el periodo de liquidación del desvío, facilitará la siguiente información:

- Energía de balance neta del sistema.
- Precio del desvío a subir y a bajar.

1.16 Enlace sistema eléctrico peninsular-sistema eléctrico balear.

- La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.
- Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares en los diferentes horizontes de programación (programas PDBF, PDVP, PHF y P48).
- Resultado agregado de los redespachos aplicados en tiempo real sobre el programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

2. Información confidencial.

2.1 Información por unidad de programación que deviene a pública transcurridos los plazos de confidencialidad.

El OS comunicará a cada participante en el mercado, de forma confidencial, la información correspondiente a sus unidades programación, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación resultante de dichos procesos:

- Subastas de capacidad de contratos bilaterales en interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- Programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad (programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC publicados por el OS).
- Asignaciones y redespachos de los diferentes servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, pondrá a disposición cada uno de los PM, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, toda la información confidencial de sus unidades de programación, enviada por PM al OS e integrada correctamente en los SIOS:

- Contratos bilaterales.
- Cambios de programa entre BRP.
- Ofertas presentadas en los diferentes servicios de ajuste del sistema.
- Desvíos comunicados y redespachos por indisponibilidad en tiempo real.

Los titulares de unidades de producción compartidas que no sean responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad de programación en los mercados de servicios de ajuste del sistema tendrán acceso a la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

La información contenida en este apartado, de carácter confidencial, devendrá en pública en aplicación de los plazos establecidos en el apartado 1 de este anexo.

2.2 Información de carácter confidencial.

2.2.1 Información confidencial por unidad de programación o unidad física.

El OS pondrá a disposición de cada uno de los participantes en el mercado, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de

programación, la información confidencial de sus unidades de programación o unidades físicas, enviada por los participantes en el mercado al OS e integrada correctamente en los SIOS correspondiente a:

- Nominaciones de programa en unidades de programación
- Desgloses de programa en unidades físicas
- Potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación

2.2.2 Situación de la red de transporte.

Con periodicidad diaria, antes del cierre de ofertas al mercado diario, los participantes en el mercado dispondrán de la información actualizada sobre la situación de la red de transporte.

2.2.3 Casos PSS/E.

Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los participantes en el mercado y de los GRD antes de transcurridos tres días hábiles desde el día de programación.

P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

I. Aspectos generales

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.
- b. La activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) establecida en el procedimiento de operación 3.3.
- c. El servicio de regulación secundaria establecido en el procedimiento de operación 7.2.
- d. El servicio de regulación terciaria establecido en el procedimiento de operación 7.3.
- e. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación, referencias y definiciones.

2.1 Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los participantes en el mercado (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés).

2.2 Referencias.

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a 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.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Las referencias a Ministerio se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a 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 aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a Normas CCFR en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados derivados del proceso de contención de frecuencia y rampas de variación de potencia conforme a lo previsto en el artículo 50.3 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a Normas CCU en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados conforme a lo previsto en el artículo 51.1 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a PMD en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

2.3 Definiciones.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo 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, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del

balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Unidad de programación (UP)»: es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en el procedimiento de operación 3.1.

«Programas de intercambio transfronterizos de producto RR» o «Programas de intercambio RR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance del producto de reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR por sus siglas en inglés).

«Proceso de compensación de desequilibrios»: proceso Imbalance Netting (IN por sus siglas en inglés).

3. Criterios generales.

3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación es el siguiente:

a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

b. La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.

c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

d. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

e. Los derechos de cobro que resulten con signo negativo (debido a precios negativos) se convertirán en obligaciones de pago. Las obligaciones de pago con signo positivo (debido a precios negativos) se convertirán en derechos de cobro.

3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

a. Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b. Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c. Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d. Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

g. Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de un cuarto de hora, salvo mención expresa en otro sentido.

II. Liquidación de la energía de balance

Energía de balance provista por los BSP del sistema eléctrico peninsular

4. Productos de energía de balance.

La energía de balance se asigna a los proveedores de servicios de balance (BSP) a través de los siguientes productos:

- (a) Producto de reserva de sustitución «Replacement Reserve» (RR).
- (b) Regulación terciaria. Se corresponde con el futuro producto de balance «manual Frequency Restoration Reserve» (mFRR).
- (c) Regulación secundaria. Se corresponde con el futuro producto de balance «automatic Frequency Restoration Reserve» (aFRR).

La liquidación de la energía de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, al precio marginal de cada servicio según se establece en los apartados 5, 6 y 7.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, según se establece en el apartado 8.

5. Energía de balance del producto RR.

5.1 Energía de balance de producto RR a subir.

a) La activación de ofertas de energía de balance a subir del producto RR da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRR_u = \sum ERRS_u \times PMRR$$

donde:

$ERRS_u$ = Energía activada del producto RR a subir a la unidad u .

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. El derecho de cobro se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRSCF_u = \sum ERRSCF_u \times \max(PMRR, POFRRS_u)$$

donde:

$ERRSCF_u$ = Energía activada a subir del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRS_u$ = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

5.2 Energía de balance de producto RR a bajar.

a) La activación de ofertas de energía de balance a bajar del producto RR da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRR_u = \sum ERRB_u \times PMRR$$

donde:

$ERRB_u$ = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u.

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea inferior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. La obligación de pago se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRBCF_u = \sum ERRBCF_u \times \text{mín} (PMRR, POFRRB_u)$$

donde:

$ERRBCF_u$ = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRB_u$ = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad u por razones de control de flujo en la interconexión.

5.3 Asignación del sobrecoste por activación de ofertas por razones de control de flujo en las interconexiones.

El sobrecoste ocasionado por la activación de ofertas por razones de control de flujo de las interconexiones, $SCRRCF$, se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores del sistema. Se calcula según la fórmula siguiente:

$$SCRRCF = \sum ERRSCF_u \times (POFRRS_u - PMRR) + \sum ERRBCF_u \times (PMRR - POFRRB_u)$$

6. Regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación para cada tipo de activación.

6.1 Asignaciones programadas de regulación terciaria:

6.1.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERP_u = ETERPS_u \times PMTERPS$$

donde:

$ETERPS_u$ = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPS$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir.

6.1.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTERP_u = ETERPB_u \times PMTERPB$$

donde:

$ETERPB_u$ = Energía terciaria programada asignada a bajar a la unidad u .

$PMTERPB$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar.

6.2 Asignaciones directas de regulación terciaria:

6.2.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_0, PMTERDSQ_0)$$

donde:

$ETERDS_u$ = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPSQ_0$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

$PMTERDSQ_0$ = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_1, PMTERDSQ_0)$$

donde:

$ETERDS_u$ = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad u .

$PMTERPSQ_1$ = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_1 .

$PMTERDSQ_0$ = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora Q_0 .

6.2.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el primer cuarto de hora Q_0 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_0, \text{PMTERDBQ}_0)$$

donde:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_0 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

PMTERDBQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el segundo cuarto de hora Q_1 del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_1, \text{PMTERDBQ}_0)$$

donde:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_1 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_1 .

PMTERDBQ_0 = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_0 .

6.3 Asignaciones por aplicación del mecanismo excepcional de asignación (MER)

6.3.1 Asignaciones de regulación terciaria por MER a subir.

La asignación de energía a subir por MER da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERS}_u \times \begin{cases} \text{máx}(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) & \text{si } \text{PMTERPS} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDSQ}_0 & > 0 \end{cases}$$

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERS}_u \times \begin{cases} \text{máx}(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) & \text{si } \text{PMTERPS} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDSQ}_0 & < 0 \end{cases}$$

donde:

ETERMERS_u = Energía terciaria asignada por MER a subir a la unidad u .

En caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

6.3.2 Asignaciones de regulación terciaria por MER a bajar.

La asignación de energía a bajar por MER da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERBu} \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPB} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDBQ}_0 > 0$$

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERBu} \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPB} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDBQ}_0 < 0$$

donde:

ETERMERBu = Energía terciaria asignada por MER a bajar a la unidad u.

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

7. Regulación secundaria.

7.1 Regulación secundaria a subir.

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir:

$$\text{DCSEC}_z = \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS}$$

donde:

ESECS_z = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z.

PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

En caso de que la escalera de terciaria a subir se hubiera agotado, el derecho de cobro por la energía de regulación secundaria a subir se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSEC}_z = 1,15 \times \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \text{ si } \text{PMSECS} \geq 0$$

$$\text{OPSEC}_z = 0,85 \times \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \text{ si } \text{PMSECS} < 0$$

7.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar:

$$\text{OPSEC}_z = \text{ESECB}_z \times \text{PMSECB}$$

donde:

ESECB_z = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z.

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.

En caso de que la escalera de terciaria a bajar se hubiera agotado, la obligación de pago por la energía de regulación secundaria a bajar se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PMSECB \text{ si } PMSECB \geq 0$$

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PMSECB \text{ si } PMSECB < 0$$

8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria se verificará de forma agregada para cada zona de regulación y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP no pertenecientes a zona de regulación.

8.1 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona de regulación z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times \text{abs}(PBAL_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la zona z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = \text{máx} [-STGS_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFS_{z,s})]$$

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BRP s.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

$$EREFS_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + IT_{z,s} + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$$

$IT_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa de la zona de regulación z o del BRPs.

$SRTRS_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación z o del BRP s , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del BRPs.

$STGS_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al BRPs.

$PBAL_{z,s}$ = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al BRPs.

Opcionalmente, y previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de energía de balance RR y terciaria del BRP, s , se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del BRP, en proporción a su incumplimiento, según las fórmulas del Anexo I.

8.2 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar de la zona de regulación z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar la zona z o del BRP s . Se tomará valor cero si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tienen asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la zona de regulación o el BRP tienen saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = - \text{mín}[-STGB_{z,s}; \text{máx}(0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFB}_u)]$$

donde:

MBC_u = medida en barras de central, según se establece en el Anexo II, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al BRPs.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

$$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa de la zona de regulación z o del BRP s .

$\text{SRTRB}_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de la zona de regulación z o del BRPs, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del BRPs.

$\text{STGB}_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al BRP s .

Opcionalmente, previa solicitud al operador del sistema, la obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de energía de balance RR y terciaria del BRP s , se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del BRP s , en proporción a su incumplimiento según las fórmulas del Anexo I.

8.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y terciaria es el saldo de incumplimientos de energía de balance (OPEINCLEBAL) que se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 27 de este procedimiento.

9. Liquidación en caso de anomalías de los sistemas de información.

En caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

En estos casos, con carácter excepcional, el operador del sistema calculará el precio de la correspondiente asignación de energía de balance como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones del mismo producto en el sentido correspondiente en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior.

El operador del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado de acuerdo con el párrafo anterior, a la mayor brevedad posible. El operador del sistema aplicará en la liquidación un precio distinto del calculado con la fórmula de referencia prevista en el párrafo anterior cuando esté debidamente justificado y así se lo requiera la CNMC.

Las diferencias económicas que se deriven de dicho ajuste se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

Energía de balance intercambiada entre TSO

10. Intercambios internacionales de energía de balance.

10.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance del producto RR entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

10.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance del producto RR tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_i = \sum (EIITB_i \times PMRR)$$

donde:

$EIITB_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR en la interconexión i .

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

10.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB_i = \sum (EEITB_i \times PMRR)$$

donde:

$EEITB_i$ = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto RR en la interconexión i .

$PMRR$ = Precio marginal del producto RR.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en el PO 3.3, el valor $PMRR$ será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 9 de este procedimiento.

10.2 Intercambios transfronterizos de energía resultantes de la compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos (IN), serán valorados al precio indicado en los apartados siguientes.

Se realizará una anotación horaria en la cuenta del operador del sistema a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

10.2.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCIIN_i = \sum_i (EIIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EIIN_i$ = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i .

PIN = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 5 del Anexo III del procedimiento de operación 7.2.

10.2.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido exportador, se anotará una obligación de pago que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$\text{OPEIN}_i = \sum_i (\text{EEIN}_i \times \text{PIN})$$

Donde:

EEIN_i = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión i.

PIN = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 5 del Anexo III del procedimiento de operación 7.2.

III. Liquidación de los desvíos

11. Liquidación del desvío del BRP.

El periodo de liquidación de los desvíos es horario. Los términos de las fórmulas de este apartado se entenderán referidos a valores de una hora.

En cada hora, se realizará una única anotación a cada BRP por la liquidación del desvío por su actividad de generación y de su consumo en una unidad de liquidación específica para cada BRP.

11.1 Derecho de cobro por el desvío a subir del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 13. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDESV}_{\text{brp}} = \text{DESV}_{\text{brp}} \times \text{PDESVS}$$

11.2 Obligación de pago por el desvío a bajar del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 13. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDESVB}_{\text{brp}} = \text{DESV}_{\text{brp}} \times \text{PDESVB}$$

11.3 Desvío cero del BRP.

Si el desvío d calculado para el BRP es cero, el importe económico será cero.

12. Cálculo del desvío de cada BRP.

Cada BRP tendrá una posición final de todas sus unidades de programación, excluidas las unidades genéricas y portfolio, para el cálculo de la energía del desvío.

El desvío de cada BRP (DESV_{brp}) es la diferencia entre la medida asignada al BRP y la suma de su posición final y del ajuste del desvío.

$$\text{DESV}_{\text{brp}} = \text{MEDBC}_{\text{brp}} - (\text{POSFIN}_{\text{brp}} + \text{AJUDSV}_{\text{brp}})$$

donde:

$MEDBC_{brp}$ = Medidas en barras de central del BRP.

$POSFIN_{brp}$ = Posición final del BRP.

$AJUDSV_{brp}$ = Ajuste del desvío del BRP.

12.1 Medida en barras de central de un BRP.

La medida $MEDBC_{brp}$ en barras de central de un BRP es la suma de las medidas horarias en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo del BRP.

La medida de cada unidad de programación y la elevación a barras de central de las medidas en punto frontera se determinará según los criterios y fórmulas del Anexo II.

12.2 Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá una posición final para la determinación de la energía del desvío.

La posición final $POSFIN_{brp}$ de un BRP es la suma de la energía programada en todos los periodos de programación dentro de la hora de cada una de las unidades de programación de generación y de consumo del BRP en el Programa Final PHFC definido en el PO 3.1. Los cambios de programa entre BRP (IT) modifican la posición final del BRP conforme a lo establecido en dicho PO.3.1.

$$POSFIN_{brp} = \sum_{u,q} PHFC(u,q,brp) + \sum_{u,q} IT(u,q,brp)$$

12.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío $AJUDSV_{brp}$ es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación de generación y de consumo y de las zonas de regulación asignadas al BRP en todos los periodos de programación dentro de la hora y de la suma de la energía asignada por el operador del sistema a las unidades de programación del BRP por restricciones técnicas en tiempo real (ERTR) en todos los periodos de programación dentro de la hora.

$$AJUDSV_{brp} = \sum_{u,q} EB(u,q,brp) + \sum_{z,q} EB(z,q,brp) + \sum_{u,q} ERTR(u,q,brp)$$

12.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP en cada hora podrá ser:

(a) Desvío a subir, tiene signo positivo, su sentido es de mayor generación o menor consumo.

(b) Desvío a bajar, tiene signo negativo, su sentido es de menor generación o mayor consumo.

13. Precios de los desvíos.

El precio del desvío será un precio único o dual en cada hora dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora.

En caso de que en una hora no se hayan activado energías de balance FRR o solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario, el precio del desvío será un precio único para todos los desvíos. A este respecto, se considerará sentido mayoritario, subir o bajar, el sentido en el que se haya activado un mayor volumen de energías de balance FRR.

En caso de que en una hora se hayan activado energías de balance FRR en los dos sentidos, subir y bajar, y no se cumpla la condición de proporción del párrafo anterior, el precio del desvío será un precio dual, diferente según el sentido del desvío.

13.1 Desvío total del sistema.

A efectos de determinar el desvío total del sistema (DTS), se calculará el saldo neto horario de las energías a subir y a bajar asignadas, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance de otros TSO:

- por la activación de ofertas a BSP internos de energía de balance RR.
- por regulación terciaria.
- por regulación secundaria.
- por intercambios transfronterizos por energía RR.
- por intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).

$$DTS = - [\sum_u (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (\sum_q ETERDS_u + \sum_q ETERDB_u) + \sum_u (\sum_q ETERPS_u + \sum_q ETERPB_u) + \sum_u (\sum_q ETERMERS_u + \sum_q ETERMERB_u) + \sum_z (\sum_q ESECS_z + \sum_q ESECB_z) + \sum_i (\sum_q EIITB_i + \sum_q EEITB_i) + \sum_i (\sum_q EIIN_i + \sum_q EEIN_i)]$$

El desvío total del sistema podrá ser:

- (a) Desvío a subir, con signo positivo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a bajar.
- (b) Desvío a bajar, con signo negativo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a subir.
- (c) Nulo: cuando no ha habido necesidad neta del sistema.

13.2 Precio único de desvíos.

El precio del desvío será único para todos los desvíos, subir y bajar, si en la hora no se han activado energías de balance FRR o sólo se han activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario. En este último caso, a los efectos de determinar el precio aplicable de acuerdo con los siguientes supuestos, no se considerará la energía en sentido minoritario:

- (a) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a subir, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALSUB$$

Siendo PBALSUB el precio medio ponderado de las energías de balance RR y FRR a subir activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a subir al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(b) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a bajar, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

Siendo PBALBAJ el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a bajar al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(c) Si se han activado energías de balance RR en sentido contrario al sentido de las energías de balance FRR, o se han activado energías de balance RR en ambos sentidos, el precio del desvío se calculará según el sentido del desvío total del sistema:

i. Si el desvío del sistema es a bajar (negativo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALSUB$$

ii. Si el desvío del sistema es a subir (positivo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

(d) Si no se han activado energías de balance RR ni FRR en ningún sentido, el precio del desvío será igual al valor de la activación evitada calculado de acuerdo con el apartado 13.4.

Para cada periodo de programación, la energía de balance RR activada será el saldo neto de las energías de balance RR activadas en el periodo.

13.3 Precio dual de desvíos.

El precio del desvío será diferente según el sentido del desvío, subir o bajar, si en una hora se han activado energías de balance FRR a subir y a bajar, y el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es mayor o igual al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario:

El precio de desvíos a subir se calculará como:

$$PDES_{VS_{brp}} = PBALBAJ$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDES_{VB_{brp}} = PBALSUB$$

13.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada hora donde no se haya producido activación de energías de balance ni de RR ni de FRR en ningún sentido.

Este valor se calculará como el valor medio aritmético entre el mínimo precio de las ofertas a subir de energías de balance RR y el máximo precio de las ofertas a bajar de energías de balance RR en dicha hora.

Para ello sólo se tendrán en consideración las ofertas enviadas por los BSPs del sistema eléctrico español a la plataforma de balance del producto RR.

14. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP.

14.1 Desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con los sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra y el programa acordado entre los operadores de los respectivos sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra:

$$DIR = \sum_{\text{frint}} DIR_{\text{frint}}$$

donde:

$$DIR_{\text{frint}} = \text{Desvío internacional en la frontera frint,}$$

Si la suma de estos desvíos internacionales es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

Si la suma de estos desvíos internacionales es negativa, se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

14.2 Asignación del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

El saldo horario de esta cuenta de compensación (SALDODIR) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 27 de este procedimiento.

14.3 Desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

Desde la fecha de inicio de aplicación de las normas CCFR y CCU, los desvíos internacionales entre sistemas de la zona síncrona continental europea tendrán una compensación financiera.

Hasta dicha fecha, los desvíos en las interconexiones a los que aplican dichas normas se liquidarán con los mismos criterios recogidos en el apartado 14.1 y 14.2 para la liquidación de los desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos Marruecos y Andorra.

Tras la aplicación de las normas CCFR y CCU, la energía de los desvíos en estas interconexiones será la suma de los desvíos intencionados y de los desvíos no intencionados y se valorarán al precio establecido en las normas CCFR y CCU, respectivamente. El importe (IMPDSVMIE) derivado de la valoración de los desvíos intencionados y no intencionados se anotará en la cuenta del operador del sistema para su liquidación con el resto de TSOs, de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

$$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$$

donde:

$$\text{IMPINTEN} = \text{Desv}\Delta f \times \text{PCCFR} + \text{DesvPrp} \times \text{PDesvPrp}$$

El desvío intencionado es la suma de los desvíos por contención de la frecuencia, $\text{Desv}\Delta f$, y por la programación de rampa de variación de programas internacionales, DesvPrp .

PDesvPrp : El precio de los desvíos intencionados que resultan por la programación de rampas ha sido valorado a cero EUR/MWh en las normas CCFR, por lo que no se generan derechos de cobro ni obligaciones de pago.

PCCFR : El precio de los desvíos intencionados que resultan del proceso de contención de la frecuencia es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio se calcula conforme a lo establecido en las normas CCFR.

$$\text{IMPNOINTEN} = \text{DesvNoInt} \times \text{PCCU}$$

El desvío no intencionado es la diferencia entre la medida y el programa más el desvío intencionado.

PCCU : El precio de los desvíos no intencionados es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio coincide con el precio PCCFR .

Los Centros de Coordinación del área síncrona continental europea son los encargados de calcular y publicar a los operadores de los sistemas eléctricos los desvíos y los precios anteriormente indicados para su liquidación de acuerdo con lo dispuesto en este apartado.

14.4 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCAB} = \sum_q \text{ABI}_q \times \text{PDESVS}$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPAB} = \sum_q \text{ABE}_q \times \text{PDESVB}$$

14.5 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 13 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará horariamente un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

$\text{DCDESC} = \text{ENEDESCI} \times \text{PDESVS}$, si el descuadre es en sentido importador.

$\text{OPDESC} = \text{ENEDESCE} \times \text{PDESVB}$, si el descuadre es en sentido exportador.

donde:

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la Circular 3/2019 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 de la gestión de la operación del sistema. Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.

14.6 Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance RR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la asignación del producto RR en las interconexiones internacionales.

Se anotará horariamente un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo horario que resulte se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

IV. Saldo de liquidación de energías posteriores al PHFC

15. Excedente o déficit de la liquidación de energías posteriores al Programa Final.

El saldo horario de la liquidación de energías posteriores al PHFC (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria y cuarto-horaria de todas las energías posteriores al PHFC, excluyendo el importe del sobrecoste de las restricciones en tiempo real y de los intercambios de apoyo.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa existirá un ingreso.

El saldo SALDOLIQ se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

V. Liquidación de la reserva de balance

16. Banda de regulación secundaria.

16.1 Banda de regulación secundaria.

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u .

$PMBAN$ = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo de programación correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda del mismo periodo de programación en los siete días anteriores.

16.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

16.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

TOFF_z = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en el periodo de programación.

16.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.

RRSP_z = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

RRBP_z = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada

obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

16.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo RRSN_z y RRBN_z, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPRRI}_z = \text{RRI}_z \times \text{PMBAN} \times \text{KI}$$

siendo:

$$\text{RRI}_z = (\text{RRSN}_z + \text{RRBN}_z) / \text{TRCP}$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

RRSN_z = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

RRBN_z = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

16.3 Coste de la banda de regulación secundaria.

El coste de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 16.1 y 16.2.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) se liquidará a la demanda (CFBANDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFBANDES).

El coste de la banda de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

En el caso de la liquidación del coste de la banda de regulación secundaria asignado a los BRP CFBANDES, se realizará una única anotación por BRP.

VI. Liquidación de la solución de restricciones técnicas

17. Solución de restricciones técnicas.

El proceso de solución de restricciones técnicas incluye la energía programada a subir o bajar para resolver las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento (PDBF), fase 1, de la energía programada para equilibrar el programa generación demanda tras la solución de restricciones técnicas al PDBF, fase 2, y de la energía programada a subir o a bajar para resolver las restricciones técnicas en tiempo real.

18. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

18.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta simple.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b} + NACCC_u \times PAC_u$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u .

$NACCC_u$ = Número de arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a los periodos de programación que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

18.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta compleja.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCOC_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja.

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todos los periodos de programación del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \min(IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum_q ERPVPVOC_{u,q}$$

$DCACCOC_u$ = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje, donde:

$$DCACCOC_u = NACCC_u \times PAC_u$$

Siendo $IMPPVP_u$ e $IMPPHFC_u$ los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y al Programa Final definitivo (PHFC) respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PHC_u = Precio de acoplamiento por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PDVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PDBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$IMPPHFC_u = NAF_{u,phfc} \times PAF_u + NAC_{u,phfc} \times PAC_u + NHR_{u,phfc} \times PHC_u + PHFC_{u,phfc} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde:

$NAF_{u,phfc}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHFC

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,phfc}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHR_{u,phfc}$ = Número de horas diarias con PHFC mayor que cero

PHC_u = Precio de acoplamiento por hora en la oferta compleja

$PHF_{u,phfc}$ = Energía diaria del PHFC en el día

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja

$IMDCBMI_u$ = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PDBF, y del saldo diario del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PDBF.

La energía del mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si $IMDCBMI < 0$, entonces $IMDCBMI = 0$

Si $IMPPHFC_u < 0$, entonces $IMPPHFC_u = 0$

Se considera que existe un arranque programado en PHFC en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHFC. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHFC es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

18.3 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

18.4 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVC_u = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPC_u$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u .

18.5 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPVB_u$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

18.6 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multiteje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina.

Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no existan productos cuarto-horarios en los mercados diario e intradiario y, por tanto, de

acuerdo con lo dispuesto en el PO 3.2. Los valores de energía y precio en todos los cuartos de hora de la misma hora tengan el mismo valor.

Una vez se hayan introducido los productos cuarto-horarios en los mercados de energía, si no se dispone de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 18.1 y 18.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

$$\text{DCEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u$$

donde:

EINCPVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

PMEDPVPS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad u .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCPVP}_u = \text{máx} [-\text{ERPVP}_u; \text{mín} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

$\text{MEDRTR} = \text{MBC}$ si $\text{RTR} \geq 0$ o si $\text{PVP} \leq \text{PHFC} + \text{TG}$.

$\text{MEDRTR} = \text{máx} (\text{PDBF}, \text{MBC}) + \text{mín} [\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), -\text{RTR}]$ si $\text{RTR} < 0$ y $\text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$.

MEDRTR = Medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

MBC = Medida en barras central, según se establece en el Anexo II. En el caso de que existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

TG = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

RTR = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

18.7 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

18.8 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas con oferta simple presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

18.9 Energía programada a subir a unidades de adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOS_u = ERECOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible.

18.10 Energía programada a subir a unidades de venta en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta simple presentada.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta presentada.

18.11 Energía programada a subir a unidades de adquisición o de venta en fase 2 de restricciones técnicas por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones a subir por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

18.12 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas con oferta simple presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

18.13 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta sin oferta simple presentada.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOSOB_u = ERECOB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOSOB_u = ERECOB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERECOSOB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u , sin oferta presentada.

18.14 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERECOMERB_u = Energía asignada a bajar a la unidad u , sin oferta disponible.

18.15 Coste de las restricciones técnicas del PDBF.

El coste de las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 18.1 a 18.14. Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa un ingreso.

El coste SCPVP se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

19. Restricciones técnicas en tiempo real.

19.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta simple presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSS}_{u,b} \times \text{POSS}_{u,b} + \text{NACCC}_u \times \text{PAC}_u$$

donde:

$\text{ERTROSS}_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$\text{POSS}_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b .

19.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta compleja presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

Los derechos de cobro o , en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$\text{DCRTROC}_u = \text{DCERTROC}_u + \text{DCACCOC}_u$$

donde:

$\text{DCERTROC}_u = \text{ERTROCS}_u \times \text{POCP}_u$

$\text{DCACCOC}_u = \text{NACCC}_u \times \text{PAC}_u$

ERTROCS_u = Energía programada a subir en el periodo de programación a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$POCP_u$ = Precio de la oferta compleja para la energía programada en el periodo de programación, calculado según las fórmulas siguientes:

$$POCP_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + POCS \times PPOC_u + PEC_u \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

donde:

NAF_u = Número de arranques diarios en frío.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

NAC_u = Número de arranques diarios en caliente.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$POCS$ = Periodos de programación con energía programada a subir con oferta compleja a la unidad u por restricciones en tiempo real.

$PPOC_u$ = Precio de acoplamiento por periodo de programación, calculado como el precio de acoplamiento por hora de la oferta compleja dividido entre 4.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

$ERTROCSD$ = Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

19.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

$PMED$ = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

19.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina. En el caso de que no se disponga de medida individualizada, la medida de cada turbina se estimará en proporción a su potencia.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en los apartados 19.1 y 19.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada a subir por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORP}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u . Se tomará valor cero si en el periodo de programación existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRS}_u = \text{máx} (-\text{ERTROCS}_u, \text{mín} (0, \text{MBC}_u - \text{máx} (\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTROCS}))$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central, según se establece en el Anexo II. Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemedida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el Anexo III.

IT_u = Energía por cambios de programa de la unidad u .

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

ERTROCS_u = Energía programada a subir en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PORP_u = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

19.5 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSB}_{u,b} \times \text{POSB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTROSB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$\text{POSB}_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía b .

19.6 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERTRMERB_u = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

19.7 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{ucb} = 0,7 \times (\text{ERTROSB}_{u,b} + \text{ERTRMERB}_u) \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

19.8 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 19.1 a 19.7 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa un ingreso.

El coste (SCRTR) se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

20. Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PDBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

a) Intercambio en sentido importador:

Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

La obligación de pago resultado de importe anterior se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

b) Intercambio en sentido exportador:

Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 18 y 19.

VII. Liquidación de otros conceptos

21. Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo.

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El coste de los intercambios de apoyo (SCIA) se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa existirá un ingreso.

El coste por los intercambios de apoyo con precio establecido SCIA se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

22. Intercambios de apoyo sin precio.

Los intercambios de apoyo que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 27.

23. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia.

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en el artículo 13.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

donde

$ERSINT_{ua}$ = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.

PMD = Precio marginal del mercado diario.

24. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

24.1 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PDBF deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

24.2 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PHFC deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

25. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

25.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

25.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 13 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

25.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 25.1 y 25.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

26. Liquidación del control del factor de potencia.

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

VIII. Liquidación de costes a la demanda

27. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad.

27.1 Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes de todos los periodos de programación en cada hora:

- a) Coste de las restricciones técnicas al PBF
- b) Coste de la banda de regulación secundaria
- c) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC
- d) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real

- e) Ingreso del control del factor de potencia
- f) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria
- g) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6
- h) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio
- i) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

27.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en el artículo 13.3.a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se repartirá como coste horario en proporción a la demanda en barras de central en cada hora.

27.3 Liquidación del coste a la demanda.

Cada uno de los costes horarios anteriores se liquida a las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central, MBC_{ua} .

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$OPCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$DCCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Siendo MBC_{ua} la energía horaria medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el Anexo II.

27.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

El operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 27.1 y al apartado 27.2.

ANEXO I

Información opcional del incumplimiento de energías de balance por unidades de programación

1. La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALS_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la unidad u del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la unidad tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

$$EINCLEBALS_{u,s} = \text{máx} [-STGS_{u,s}, \text{mín} (0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s})]$$

donde:

$STGS_{u,s}$ = Saldo neto a subir de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

$$EREFS_{u,s} = PHFC_{u,s} + IT_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$$

$IT_{u,s}$ = Energía por cambios de programa de la unidad u.

$SRTRS_{u,s}$ = Saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a subir se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALS_u = OPEINCLEBALS_s \times EINCLEBALS_u / \sum_u EINCLEBALS_{u,s}$$

2. La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALB_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar de la unidad u del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación la unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación la unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance y terciaria.

$$EINCLEBALB_{u,s} = -\text{mín} [-STGB_{u,s}, \text{máx} (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s})]$$

donde:

$STGB_{u,s}$ = Saldo neto a bajar de la energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

$$EREFB_{u,s} = PHFC_{u,s} + IT_{u,s} + SRTRB_{u,s} + STGB_{u,s}$$

$IT_{u,s}$ = Energía por cambios de programa de la unidad u.

$SRTRB_{u,s}$ = Saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del BRP s.

La obligación de pago de cada unidad de programación por su energía incumplida a bajar se calculará según la fórmula de pago siguiente:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_u / \sum_u EINCLEBALB_{u,s}$$

ANEXO II

Medida en barras de central de las unidades de programación

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

b) Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC_{ua} de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPRREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt . Este valor será negativo.

$CPRREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

donde:

$PERTRA$ = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

$PERDIS$ = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

$PEREXP$ = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

$CPERN_{pa,nt}$ = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

c) Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC_{brp} , se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBCLiqpot_{brp}$$

Donde:

$$\text{SALDOENE}_{\text{brp}} = - \text{SALDOENE} \times \text{PHL}_{\text{brp}} / \sum_{\text{brp}} \text{PHL}_{\text{brp}}$$

$$\text{SALDOENE} = \text{MBCprod} + \text{MBCimex} + \text{MBCliqpot} + \text{PHLdemresto}$$

Donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCliqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHLdemresto = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL_{brp} = Suma de la posición final POSFIN_{brp} y ajuste del desvío AJUDSV_{brp} de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.

SALDOENE_{brp} = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

MBCliqpot_{brp} = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

d) La medida en barras de central de unidades de programación de importación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

e) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{MBC}_{\text{uexp}} = \text{PFI}_{\text{uexp}} \times (1 + \text{CPERfrint})$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación uexp.

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación uexp en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

CPERfrint = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional frint. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

ANEXO II (bis)

Medida en barras de central de las unidades de programación

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

b) Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC_{ua} de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPRREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt . Este valor será negativo.

$CPRREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt .

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

donde:

$PERTRA$ = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

$PERDIS$ = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

$PEREXP$ = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

$CPERN_{pa,nt}$ = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

c) Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC_{brp} , se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBCliqpot_{brp}$$

Donde:

$$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp} + EENOADQ_{brp}$$

$$EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} \times PHL_{brp} / PHL_{brp,mes}$$

$$EENOADQ_{brp,mes} = \min(0, C_{minor} \times EMMA_{brp,mes} - PHL_{brp,mes})$$

Si $PHL_{brp,mes}$ es cero, $EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} / (n.^o \text{ horas del mes})$

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot + PHLdemresto + \sum_{brp} EENOADQ_{brp}$$

Donde:

$MBCprod$ = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

$MBCimex$ = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

$MBCliqpot$ = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

$PHLdemresto$ = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL_{brp} = Suma de la posición final POSFIN_{brp} y ajuste del desvío AJUDSV_{brp} de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.

$PHL_{brp,mes}$ = Suma mensual de los PHL_{brp} de un BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHL_{brp} de los 15 primeros días del mes.

$SALDOENE_{brp}$ = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

$MBCliqpot_{brp}$ = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

C_{minor} = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.

$EMMA_{brp,mes}$ = La energía medida en los puntos frontera de consumidores del BRP en el mismo mes del año anterior. Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de 15 días sobre el total de días del mes. En el caso de BRP con unidades con liquidación potestativa, se descontará la medida en punto frontera liquidada a estas unidades; si $EMMA_{brp,mes} > 0$, se considerará $EMMA_{brp,mes} = 0$.

$EENOADQ_{brp,mes}$ = Estimación de la energía mensual no adquirida del BRP.

En la formulas anteriores, los valores de unidades de generación y de importación son positivos, y los valores de unidades de adquisición y de exportación son negativos.

d) La medida en barras de central de unidades de programación de importación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

e) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de

transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPERfrint)$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación $uexp$.

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación $uexp$ en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPERfrint$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional frint. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

ANEXO III

Medidas para verificación del cumplimiento de asignaciones de rr y terciaria y restricciones técnicas hasta disponer de medida de contador cuarto-horaria

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida para la verificación del cumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 8 o por restricciones técnicas de acuerdo con lo dispuesto en los apartados 18.6 y 19.4 de este procedimiento, se calculará para cada unidad de programación como:

a) La integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, en el caso de unidades de programación de producción, de consumo de bombeo o de otros almacenamientos.

b) En las liquidaciones con medidas de demanda, la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente elevada a barras de central en el caso de unidades de programación de demanda, de acuerdo con lo establecido en el apartado b del Anexo II de este procedimiento.

A tal efecto, los participantes enviarán al operador del sistema el desglose por peaje de acceso de la medida cuarto-horaria calculada según el párrafo anterior.

El participante podrá comunicar el desacuerdo al operador del sistema con el valor de integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según se describe el apartado 3.4.2 del PO 10.5. Los plazos de comunicación y resolución por parte del encargado de lectura serán los recogidos en el apartado 8.6.2.a (i) del PO 10.5.