

PO 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 técnicas 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 técnicas 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 programado.

Se considera que existe un arranque programado por restricciones técnicas cuando al establecerse una limitación de programa mínimo por seguridad en un conjunto de periodos de programación consecutivos, se cumplen las siguientes condiciones:

- La limitación por seguridad no corresponde a un adelanto o a un retraso de un arranque programado por la unidad mediante su participación en los mercados previos.
- La unidad tiene un programa nulo en todos y cada uno de los periodos de programación consecutivos en los que se establece la limitación por seguridad (o modo de funcionamiento inferior en el caso de ciclos combinado multiteje).
- Adicionalmente, en arranques programados en tiempo real, el programa PHFC en el cierre es igual al programa PHFC de la unidad en el momento de establecer la limitación por seguridad.

En el caso de unidades híbridas el arranque programado de grupos térmicos se determinará de acuerdo con el desglose de las unidades físicas térmicas correspondientes.

3.3.1 Arranque en caliente:

Arranque programado y/o realizado por la unidad de producción térmica 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, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.3.2 Arranque en frío:

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

3.4 Arranque de turbina de gas adicional.

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.

3.5 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, en frío y 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 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 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 el proceso de programación.

4.2 Unidades de programación para la venta de energía.

Los PM asociados a unidades de programación 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 de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo.
- Producción de centrales reversibles de bombeo y de instalaciones de almacenamiento.
- 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 la fuente de energía primaria o el recurso almacenado 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, para instalaciones de almacenamiento y para instalaciones de demanda con localización eléctrica específica, 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 programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de compra del PDBF) para el consumo de bombeo y las instalaciones de almacenamiento, y carácter potestativo respecto al programa PDBF para las instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

– Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de adquisición de energía, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso almacenado y/o las mejores previsiones de consumo.

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 asociada, 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 (generación, importación, consumo de bombeo, almacenamiento o demanda).

– Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

- Energía a subir:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado inferior a 1 €/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. Esta validación se aplicará desde el momento en el que el OS haya integrado en su sistema los precios marginales del mercado diario o de cualquiera de las sesiones de subastas intradiarias. 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 menor entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

- Energía a bajar:

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

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado inferior a 1 €/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. Esta validación se aplicará desde el momento en el que el OS haya integrado en su sistema los precios marginales del mercado diario o de cualquiera de las sesiones de subastas intradiarias. 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 menor 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 multiteje, 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.

- Se podrán incorporar los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque en frío.
- Coste de arranque en caliente, que deberá ser igual o inferior al coste de arranque en frío.

- Para los grupos térmicos correspondientes a ciclos combinados multiteje, se podrán incorporar también los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque de una turbina de gas adicional.
- Coste para cada periodo de programación en la que se requiera la programación 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 compra y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la unidad 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).

Podrán establecerse límites de precios máximos y/o mínimos, tanto de la energía ofertada como de los términos específicos, de aplicación a aquellas zonas en las que se constate la existencia de restricciones sistemáticas con un bajo nivel de competencia en los medios disponibles para su resolución. Dichos límites, así como las condiciones para su aplicación, serán fijados por resolución de la CNMC y tendrán carácter temporal.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF respetarán la unidad de tiempo establecida para el mercado diario, mientras que las actualizaciones para el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real deberán tener la misma resolución de los periodos de programación. 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 la resolución de los periodos de programación.

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 el proceso de programación.

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 relativos al proceso de programación.

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

Para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas el Operador del Sistema únicamente podrá establecer limitaciones de programa sobre unidades de programación formadas por unidades físicas con localización eléctrica específica o sobre las propias unidades físicas con localización eléctrica específica. Las unidades de programación y unidades físicas con localización eléctrica específica ya sean de generación, demanda o almacenamiento estarán constituidas de acuerdo con lo establecido en el anexo II del procedimiento de operación 3.1.

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 instalaciones de consumo de bombeo, almacenamiento y demanda, de acuerdo con la definición de las mismas y otra información complementaria 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 o de demanda de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta o de compra de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta o de compra 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 establecidas por seguridad podrán ser cuarto horarias o, en el caso de ya no poderse negociar la energía en el mercado intradiario o en el mercado intradiario continuo, inferiores al cuarto de hora.

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.

Hasta que la unidad de tiempo establecida para el mercado diario pase a ser cuarto horaria:

- Las limitaciones establecidas por seguridad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF 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 de la misma hora.

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 generación 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, la demanda con localización eléctrica específica 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, centrales reversibles de bombeo, instalaciones de generación con autoconsumo e instalaciones de almacenamiento.

- 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.

- Unidades de compra de energía asociadas a centrales reversibles de bombeo, instalaciones de almacenamiento e instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

– 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 generación y adquisición.

– 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 relativos al proceso de programación.

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 para la operación del sistema eléctrico, 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 y de las ofertas de compra de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de adquisición de energía, asociadas a instalaciones de producción y de demanda:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables y a generación asociada a autoconsumo.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo, consumo de bombeo y a instalaciones de almacenamiento.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades correspondientes a instalaciones de demanda con localización eléctrica específica.

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 y a generación asociada a autoconsumo.
 - Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo y a instalaciones de almacenamiento.
 - Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, instalaciones de almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica.
- 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 último programa PHFC y las limitaciones de programa que las unidades de producción tengan en el día previo al de programación, que se hayan 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 técnicas.

En este proceso, cuando se requiera el arranque de un grupo térmico por razones de seguridad del sistema, se retribuirán los arranques en frío o en caliente, según correspondan, que hayan sido programados y realizados de forma efectiva, de acuerdo con el término específico de coste de arranque en frío y en caliente incorporado en la oferta de restricciones técnicas que haya sido presentada.

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 específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional de la oferta de restricciones técnicas que haya sido presentada y el coste para cada hora en la que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía, incluyendo en su caso, los posibles costes de arranque de los grupos térmicos y de los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará 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 programa PHFC y las limitaciones de programa que hayan sido publicados 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 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 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 los límites de seguridad que correspondan atendiendo, en su caso, a los criterios fijados en el procedimiento de operación que corresponda.

En el caso de que las influencias 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. Posteriormente, se procederá 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, el cual estará en cualquier caso supeditado a lo dispuesto al respecto en el anexo XV del Real Decreto 413/2014 o norma que lo sustituya:

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 con 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 con 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 la normativa de aplicación, 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 el caso de unidades de programación híbridas, el orden de prioridad de despacho vendrá determinado por el tipo de producción más desfavorable entre los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la compongan. En el caso específico de unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red, la unidad de programación de venta correspondiente será incluida dentro del grupo 1 del orden de prioridad de despacho definido con anterioridad.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF mediante prorrata se respetará el caudal mínimo hidráulico comunicado y debidamente justificado por las unidades de producción hidráulica.

Asimismo, a igualdad de prioridad de despacho, se respetará el mínimo técnico de las unidades 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 unidades de producción 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, 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 establece la información intercambiada por 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 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 cuando tengan un factor de influencia equivalente, 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 máxima admisible por seguridad que se podría 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 unidades de programación térmicas compuestas por más de una unidad física o híbridas térmicas, 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, almacenamiento y demanda, hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores del programa de estas unidades.

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 compra de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica, 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.

Unidad de compra de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica para la que se requiere un incremento de su programa de adquisición 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, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica, 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 prorata 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, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica 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, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica 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 no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica, 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 técnicas 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 las 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.

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. En esta situación, si la posible restricción se presentase sólo en situación poscontingencia, se dará prioridad sobre el orden de prioridad de despacho a las unidades de producción con sistema de reducción de carga habilitado.

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, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica 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, almacenamiento o demanda con localización eléctrica específica, 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).

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).

4) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de adquisición 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 (incrementos del programa de adquisición 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, almacenamiento, demanda con localización eléctrica específica 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 programación, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de programación.

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 la información intercambiada por el OS, 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 relativos al proceso de programación.

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 debido a 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 procederá a la asignación de las ofertas 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, sin tener en consideración los térmicos específicos de la oferta de restricciones técnicas:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción y de generación asociada a autoconsumo, y unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica, que cumplan al menos una de las siguientes condiciones:

1. Haber superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución.

2. Estar habilitada para participar en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en una fecha anterior a la de entrada en vigor de las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas mediante resolución de la CNMC.

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.

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, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica) 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 generación y de adquisición 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 generación o de adquisición, programada o limitada para la solución de restricciones técnicas 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 técnicas del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades comunicadas.

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 técnicas 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 o de adquisición, 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 generación o de adquisición, 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 o vender el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir o consumir, 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 generación o de adquisición 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 generación o de adquisición 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 multieje.

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 del PDBF que haya sido precisa.

6.5 Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento.

El OS realizará sus mejores esfuerzos para resolver las restricciones técnicas del PDBF, cumpliendo en todo caso con la hora de publicación del PDVP de las 14:45 horas, para no afectar a la realización de la subasta intradiaria, siempre que el PDBF esté ya publicado.

Las modificaciones de programa y las limitaciones por seguridad que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y que no hayan sido incorporadas en la publicación del PDVP, se establecerán en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

6.6 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 el proceso de programación, 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 técnicas 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.

El OS podrá emitir consignas de máxima producción a las unidades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con obligación de estar adscritas a un centro de control de generación y demanda, así como a las instalaciones híbridas renovables y las instalaciones híbridas renovables con

almacenamiento, por medio de sus respectivos centros de control de generación y demanda. Las unidades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que no tengan obligación de adscripción a centro de control de generación y demanda podrán, voluntariamente, solicitar al OS la recepción de consignas de máxima producción a través del centro de control por medio del cual intercambian su información en tiempo real con el OS.

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.

Para la determinación del precio de los redespachos de energía, incluyendo en su caso, los posibles costes de arranque de los grupos térmicos y de los cambios de modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que puedan requerir el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se considerará para las distintas unidades de producción, el programa que haya sido establecido para ellas en el último PHFC publicado con anterioridad al momento de establecer las limitaciones por seguridad.

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.

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 al orden 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 de energía necesarios sobre el programa de la unidad de programación afectada. Los redespachos realizados sobre una unidad de programación sin oferta presentada serán realizados en aplicación del mecanismo excepcional de resolución según lo establecido en el anexo I de este documento. 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 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, teniendo en cuenta su capacidad máxima de potencia activa, 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 de cada uno de ellos y el coste para cada hora cuando se requiera la programación de una turbina de gas adicional de un ciclo combinado multieje, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque 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 multieje, según sea el caso, no podrá ser superior al tiempo de preaviso declarado al OS en la oferta de restricciones técnicas.

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

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. En caso de que como resultado de dicho cálculo haya varios grupos con un mismo coste, se programarán los grupos de menor a mayor coste de programación a mínimo técnico.

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 el caso de grupos térmicos híbridos, el valor de la de la potencia máxima disponible del grupo será igual a la diferencia entre la potencia máxima para la operación de la unidad de programación y la suma de los desgloses comunicados por el resto de las unidades físicas no térmicas de la unidad de programación.

Para esta programación del arranque 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 adquisición de energía, 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 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 una unidad que participe en el proceso de solución de restricciones técnicas, estando 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 demanda, 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 técnicas 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 los 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 energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo 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 para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado una reducción de su programa de venta para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF (Fase 1) o en tiempo real.
- Unidades de venta de energía correspondientes a ciclos combinados multieje para los que, por razones de seguridad del sistema, se haya requerido el arranque o la programación de turbinas de gas adicionales, conforme a las medidas de las unidades físicas que lo componen.
- Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

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 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.

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.

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 de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho, teniéndose en cuenta, en su caso, los términos específicos de coste de arranque y de coste para cada hora incorporados en la oferta de restricciones técnicas, sobre el conjunto de periodos consecutivos con energía programada por criterios de seguridad.

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 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.

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 UPOPVPA 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 UPOPVPCBA o UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado,

incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal 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 UPLVPV):

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, a un almacenamiento 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.

d) Unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado-UPL).

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

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 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 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 un 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 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, en su caso, el arranque programado y realizado por el grupo térmico o por cada turbina gas de acuerdo con los términos específicos incorporados en la oferta de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera el arranque de un grupo térmico o un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, así como el cose para cada hora cuando se requiera la programación de turbinas de gas adicionales en el caso de ciclos combinados multieje.

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

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) 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 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.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): 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.

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 o superior a la programada por seguridad y para una unidad de adquisición sea superior a la programada por seguridad,

será valorada 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.