

11130 *RESOLUCIÓN de 24 de junio de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueban los Procedimientos de Operación 3.1. «Programación de la Generación» y 3.2 «Resolución de Restricciones Técnicas», para su adaptación al Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre.*

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

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

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema, P.O. 3.1. y P.O. 3.2., de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, y el apartado primero de la disposición final primera del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.—Se aprueban los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 3.1. y P.O. 3.2., que figuran como anexo de la presente resolución.

Segundo.—Quedan derogados los siguientes procedimientos para la operación del sistema eléctrico:

P.O-3.1, aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, de 17 de marzo de 2004.

P.O-3.2, aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, de 30 de julio de 1998.

Tercero.—La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Madrid, 24 de junio de 2005.—El Secretario General, Antonio Joaquín Fernández Segura.

Sr. Director General de Política Energética y Minas.
Sra. Presidenta de la Comisión Nacional de Energía.
Sr. Presidente de Red Eléctrica de España, S. A.
Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S. A.

A N E X O

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

P.O. 3.1 : PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN

P.O. 3.2: RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

P.O. 3.1

PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de los mercados diario e intradiario y de las comunicaciones de ejecución de contratos bilaterales con entrega física, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El programa diario de casación (PBC)
- b) El programa diario base de funcionamiento (PBF)
- c) El programa diario viable provisional (PVP)
- d) La asignación de reserva de regulación secundaria
- e) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF)
- f) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos
- g) Los programas horarios operativos, establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (PHO)

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM) y a los Agentes del Mercado (AM)

3. DEFINICIONES

3.1 Programa diario de casación (PBC)

Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el OM a partir de la casación de las ofertas de venta y de adquisición de energía recibidas de los AM.

3.2 Programa diario base de funcionamiento (PBF)

Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el OM a partir del PBC, de los programas individualizados de los contratos bilaterales con entrega física para los que se ha comunicado su ejecución, y de las previsiones de entrega de energía de la producción en régimen especial que no presenta ofertas al mercado de producción, comunicadas por los agentes distribuidores encargados de la gestión de dichas entregas de energía.

3.3 Programa diario viable provisional (PVP)

Es el programa diario, con desglose horario, realizado por el OS y que incorpora las modificaciones introducidas en el PBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad y para el reequilibrio posterior generación-demanda.

3.4 Asignación de reserva de regulación secundaria

Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad en el día D de la banda de potencia de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

Tras la asignación de la reserva de regulación secundaria, el PVP adquiere carácter de programa viable definitivo.

3.5 Programa horario final (PHF)

Es la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, a partir de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía formalizadas en dicha sesión para cada periodo de programación, teniendo además en cuenta la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas que den lugar a restricciones técnicas, y de aquellas otras ofertas adicionales necesarias para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda, además de los programas de producción y de consumo previamente establecidos.

3.6 Programa horario operativo (PHO)

Es el programa operativo que el OS establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación y que se publica 15 minutos antes del inicio de cada hora, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

3.7 Restricción técnica

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema conjunto producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas

reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas.

3.8 **Desvíos generación-consumo**

Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y el programa de generación previsto, por indisponibilidades totales o parciales de grupos generadores, variaciones de la demanda real del sistema y/o de las entregas de la producción de régimen especial respecto a su programa o la previsión de entregas comunicada, y/o por la existencia de diferencias importantes entre la demanda total prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda considerada en los resultados de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

3.9 **Programa P48 cierre**

Es el programa establecido por el OS al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del mercado diario y de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a la participación de las diferentes unidades en los procesos de resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos.

4. PROGRAMACIÓN PREVIA

4.1 **Programa diario base de funcionamiento (PBF)**

Con una antelación no inferior a una hora respecto al cierre del período de presentación de ofertas al mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los AM y del OM, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales y situación de red prevista para el día siguiente.

El OS recibirá, antes de las 11:00 horas de cada día, el programa diario de casación (PBC) correspondiente al día siguiente y el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía presentadas a dicho mercado.

Tras la publicación del PBC por el OM, el OS considerará abierto el período de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, período que se cerrará a las 11:30 horas, ó bien 60 minutos después de su apertura, en aquellos casos en los que la apertura de este período de recepción de ofertas se realice con posterioridad a las 10:30 horas.

El OS recibirá, antes de las 12:00 horas de cada día, el PBF correspondiente a la programación del día siguiente.

Antes de las 12:00 horas, o bien antes de transcurrida una hora desde la publicación del PBF, cuando la comunicación del mismo se realice con posterioridad a las 11:00 horas, el OS recibirá el reparto físico asignado a las diferentes unidades

de producción que integran cada unidad de oferta de venta de energía, incluidas las unidades de oferta correspondientes a la producción en régimen especial participante en el mercado, y a cada uno de los grupos de bombeo que integran cada unidad de adquisición de energía asociada a consumo de bombeo, con objeto de poder analizar el nivel de seguridad del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectar las posibles restricciones que pudieran identificarse para la aplicación del PBF.

Antes también de las 12:00 horas de cada día, el OS recibirá, con detalle horario, un desglose de las entregas de energía de producción de régimen especial no participante en el mercado incorporadas en el PBF, conforme a la información facilitada por los agentes distribuidores receptores de dichas entregas, diferenciando las entregas de energía directamente asociadas a la producción eólica de aquellas otras entregas asociadas a la producción no eólica (autoproducción y otras).

En aquellos períodos de mayor consumo, para los que el OS así lo solicite, los titulares de las unidades de producción hidráulica deberán enviar directamente al OS, antes de las 12:00 horas, o en caso de retraso en la publicación del PBF en el plazo máximo de 1 hora desde su publicación, la información correspondiente a las potencias hidráulicas máximas que, adicionalmente al programa PBF, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada unidad de gestión hidráulica durante un tiempo máximo de 4 y 12 horas.

4.2 **Programa diario viable provisional (PVP)**

Tras la publicación del PBC, los AM enviarán al OS las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de las restricciones técnicas.

El OS, teniendo en cuenta la demanda prevista en el sistema y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el programa base de funcionamiento para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor sobre coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la resolución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones técnicas.

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

4.6 Ofertas de regulación terciaria

Antes de las 22:00 horas de cada día, los AM deberán presentar ofertas de toda la regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los AM, siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la regulación terciaria disponible en cada unidad.

5. MERCADO INTRADIARIO (MI)

A lo largo del horizonte de programación, el OS recibirá la casación de las ofertas de venta y de adquisición de energía formalizadas en cada una de las sucesivas sesiones del MI.

El OS, teniendo en cuenta los programas resultantes de la casación de ofertas de cada sesión del MI, realizará un análisis de seguridad para identificar las posibles restricciones técnicas y, en su caso, resolverá dichas restricciones seleccionando la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas que den lugar a dichas restricciones técnicas, así como de aquellas otras ofertas adicionales necesarias para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda.

Tras la incorporación, en su caso, de estas modificaciones, el OS procederá a publicar el PHF con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al inicio del horizonte de aplicación de la correspondiente sesión del MI de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

En aquellos casos en los que, por algún retraso u otro condicionante operativo, no sea posible la publicación del correspondiente PHF antes del inicio del horizonte de aplicación de una sesión del MI, el OS procederá a suspender la aplicación del PHF en dicha hora, comunicando este hecho a los AM y al OM, a los efectos oportunos.

6. GESTIÓN DE DESVIOS

Los desvíos entre generación y consumo sobrevinidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o de las entregas de producción de régimen especial respecto a su programa o previsión, y/o por diferencias importantes entre la demanda prevista y la contemplada en los programas resultantes del mercado, podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo.

La solución de estos desvíos abarcará como máximo hasta la hora de inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del MI.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PVP resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:00 horas, o bien, antes de transcurridas 2 horas desde la publicación del PBF, cuando la publicación de este último se realice con posterioridad a las 12:00 horas, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

4.3 Requerimientos de reserva de regulación secundaria

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

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente, serán publicados por el OS a todos los AM, antes de las 14:00 horas de cada día.

4.4 Asignación de reserva de regulación secundaria

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el proceso de recepción de ofertas para la prestación del servicio complementario de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 15:30 horas, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los AM habilitados para la prestación de este servicio.

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

No más tarde de las 16:00 horas, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

4.5 Requerimientos de reserva de regulación terciaria

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

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados a todos los AM antes de las 21:00 horas de cada día.

7. PROGRAMACION EN TIEMPO REAL

7.1 Programas horarios operativos (PHO)

Los PHO son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas.

Cada uno de los PHO se publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

7.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real

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

Cuando la reserva secundaria se reduzca por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad, el OS requerirá la utilización de reserva de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio complementario de regulación terciaria.

7.3 Modificaciones de los PHO

La modificación de un PHO respecto del anterior podrá venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en las sesiones del MI, o por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- b) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la publicación de dos PHO consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total programada resultante de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente del agente titular de una unidad de producción, o de una unidad de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- f) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un agente.

7.4 Resolución de restricciones detectadas en tiempo real

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

8. INFORMACIÓN AL OM Y A LOS AGENTES DEL MERCADO

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y los AM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados a través de los medios y con la estructura establecida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los AM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

P.O. 3.2

RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas correspondientes a los programas resultantes de los mercados de producción diario e intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS)
- b) Operador del Mercado (OM)
- c) Agentes del Mercado (AM)

3. RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO DIARIO

3.1. Recepción y carga del programa diario de casación (PBC) y del programa diario base de funcionamiento (PBF)

Antes de las 11:00 horas de cada día, el OS recibirá del OM el programa resultante de la casación de ofertas en el mercado diario (PBC) correspondiente al día siguiente y el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía presentadas a dicho mercado.

Antes de las 12:00 horas de cada día, el OS recibirá del OM el programa diario base de funcionamiento (PBF).

En estos procesos de recepción y carga en el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS) del programa PBC y del programa PBF y demás información relativa a contratos bilaterales con entrega física, el OS deberá tener en consideración todas aquellas altas, bajas y modificaciones de unidades de venta o de adquisición de energía, y/o de agentes titulares de estas unidades, cuya correspondiente alta, baja o modificación en el mercado de producción español le haya sido comunicada con una antelación no inferior a dos días laborables respecto al día en el que la correspondiente alta, baja o modificación de dicha unidad o del correspondiente agente titular es contemplada por primera vez en estos programas.

3.2. Desagregación de los programas de venta y de adquisición de energía y de las previsiones de entregas de producción de régimen especial a distribuidores incorporadas en el PBF y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad

Antes de las 12:00 horas de cada día, o bien antes de transcurrida 1 hora desde la publicación del PBF, cuando la publicación de este programa se realice con posterioridad a las 12:00 horas, el OS deberá disponer de la siguiente información:

— Información correspondiente a la desagregación de los programas de venta y de adquisición de energía incorporados en el PBF

— El OS deberá recibir del OM la información facilitada por los agentes titulares de estas unidades relativa a la energía del programa PBF asignada a cada una de las unidades físicas de producción y de consumo que integran cada unidad de venta y de adquisición de energía, al objeto de que esta información pueda ser utilizada en los análisis de seguridad del sistema.

Esta desagregación de programas incluirá, en el caso de las unidades de venta, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con:

- Unidades de venta correspondientes a una central térmica (UVT) compuesta por varias unidades físicas (unidades térmicas multitejes)
- Unidades de gestión hidráulica (UGH)
- Unidades de venta de energía correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG)
- Unidades de venta de energía de producción en régimen especial participantes en el mercado a través del agente titular o de un agente vendedor (UVRE)
- Unidades de venta de energía de comercializadoras que integren en el mercado producción nacional de régimen especial o de régimen ordinario (UVCOM)

Los agentes titulares de unidades de venta o de adquisición de energía con programas de intercambios internacionales establecidos en el PBF mediante su participación en el mercado, y los agentes titulares de contratos bilaterales internacionales con entrega física, deberán facilitar al operador del sistema, los códigos que identifican ante el operador del sistema externo, las contrapartes en dicho sistema de cada programa de intercambio internacional, al objeto de que esta información pueda ser utilizada en los procesos de conformidad de programas de intercambio con los OS de los sistemas eléctricos vecinos.

— Información correspondiente a la desagregación de las previsiones de entrega de energía procedente de producción de régimen especial incorporadas en el PBF

- El OS deberá recibir de los correspondientes agentes distribuidores receptores de dicha energía, la información, con detalle horario, referente a la desagregación de la previsión de entregas de producción en régimen especial no participante en el mercado incorporadas en el PBF, diferenciando las entregas de energía directamente asociadas a la producción edifica de aquellas otras entregas asociadas a producción no edifica (autoproducción y otras), para su consideración en los análisis de seguridad del sistema.

— Información relativa a las máximas potencias hidráulicas capaces de ser mantenidas durante 4 y 12 horas

- En aquellos periodos de mayor demanda de energía eléctrica, para los que el OS así lo solicite, los agentes titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS, para su consideración en los análisis de seguridad, la información referente a los máximos valores de potencia, expresados en MW, que pueden ser suministrados desde la correspondiente unidad de gestión hidráulica, de forma adicional a la potencia correspondiente a la energía incorporada en el PBF para dicha UGH, y que pueden ser mantenidos, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

3.3. Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas

3.3.1. Periodo para la recepción de ofertas

Tras la publicación del PBC por el OM, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará a las 11:30 horas, ó bien 60 minutos después de su apertura, en aquellos casos en los que la apertura de este periodo de recepción de ofertas se realice con posterioridad a las 10:30 horas.

3.3.2. Presentación de ofertas

3.3.2.1. Unidades de venta de energía

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

- Producción de régimen ordinario
- Producción de régimen especial participante en el mercado
- Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos presentarán los siguientes tipos de oferta:
- Ofertas de venta de energía que tendrán carácter:
 - Obligatorio para aquellos sujetos que en aplicación de la normativa vigente están obligados a presentar ofertas al mercado diario. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia disponible en la correspondiente unidad adicional a la programada en el PBF, y de forma independiente a que su integración en el mercado se efectúe a través del sistema de ofertas y/o mediante el sistema de contratación bilateral con entrega física.
 - Potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos
- Ofertas de compra de energía que serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta, respecto al programa de venta de energía establecido en el PBF para la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso del contrato de suministro de EDF a REE suscrito con carácter previo a la Ley 54/1997, que quedará exceptuado de esta obligación.

Quedarán exceptuadas de la obligación de presentar ofertas específicas de compra de energía, respecto al programa de venta de energía establecido en el PBF, aquellas unidades de venta de producción de régimen especial participantes en el mercado (UVRE) y aquellas unidades de venta de comercializadoras que integren en el mercado exclusivamente producción de régimen especial (UVCOMRE), que hayan presentado ofertas de venta de energía a precio cero en la correspondiente sesión del mercado diario.

3.3.2.2 Unidades de adquisición de energía

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

- Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de

bombeo programado en el PBF (reducción del programa de consumo de bombeo del PBF).

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

3.3.3. Características de las ofertas

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

En cada oferta se especificará la siguiente información:

- Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo)
- Para cada periodo horario de programación, y respecto a la energía programada en el PBF se indicará:
 - Energía a subir:
 - Nº 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
 - Energía a bajar:
 - Nº 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
 - Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

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

3.4.1.1. Identificación de las restricciones técnicas

3.4.1.1.1. Preparación de los casos de estudio

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

- La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PBF.
- Las desagregaciones de programas correspondientes a
 - Unidades de venta de energía asociadas a centrales térmicas (UVT) multitejes, unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG)
 - Unidades de venta de energía de producción de régimen especial participantes en el mercado (UVRE)
 - Unidades de venta de energía de comercializadoras que integren en el mercado producción nacional de régimen especial o de régimen ordinario (UVCOM)
- Las previsiones de entregas de energía a los distribuidores procedentes de las instalaciones de producción de régimen especial no participante en el mercado, y la desagregación de esta información por tecnología eólica y no eólica.
- La demanda prevista por el OS.
- La mejor previsión de producción eólica de que disponga el OS.

- La mejor información disponible en relación con:
 - Disponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
 - Disponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.

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

3.4.1.1.2. Restricción técnica

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema conjunto producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas.

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

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

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

- Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo
- El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía se especificará mediante un único bloque.
- Arranque en caliente: Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas.
- Arranque en frío: Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción que no cumpla la condición anterior.

3.4. Proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PBF)

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

- FASE 1: Modificación del programa PBF por criterios de seguridad
- FASE 2: Reequilibrio de producción y demanda

3.4.1. FASE 1: Modificación del programa PBF por criterios de seguridad

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

Junto a las restricciones técnicas directamente asociadas a la situación de la red de transporte: sobrecargas superiores a las máximas admisibles en elementos de transporte y tensiones fuera de los márgenes de variación establecidos para los nudos de dicha red, se deberán tener en consideración, asimismo, aquellas restricciones técnicas asociadas a la situación del sistema conjunto producción-transporte, y que tienen una incidencia directa en la seguridad, calidad y fiabilidad del suministro, tales como las asociadas a situaciones de:

- a) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- b) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- c) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estos tipos de restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establecen las condiciones para la prestación de los servicios complementarios correspondientes.

3.4.1.1.3. 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 PBF, 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.

Estos casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PBF serán puestos a disposición de los agentes, 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 con el OS.

3.4.1.1.4. Resolución 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 PBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, con arreglo a lo establecido en la normativa y los procedimientos de operación vigentes

3.4.1.1.5. Resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español

Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico español. En el caso de identificarse en el PBF 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.

3.4.1.1.5.1. Medios para la resolución de las restricciones técnicas

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PBF que afecten al sistema eléctrico español, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PBF.

- Incremento de la energía programada en el PBF

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas por:

- a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:
 - Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT)
 - Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG)
 - Unidades de producción de régimen especial participantes en el mercado (UVRE)
 - Unidades de venta de comercializadoras que integran en el mercado producción nacional de régimen especial o de régimen ordinario (UVCOM)
 - b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC)
- Reducción de la energía programada en el PBF

La reducción de la energía programada en el PBF para la resolución 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 PBF.

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

- a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:
 - Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT)
 - Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG)
 - Unidades de producción de régimen especial participantes en el mercado (UVRE)

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones identificadas, para la resolución de éstas se reducirán los programas de estas unidades mediante la aplicación de la regla prorata sobre sus correspondientes programas de energía.

En el caso de que los efectos de los programas de estas unidades sobre las restricciones identificadas no sean equivalentes, la modificación de programas de las diferentes unidades se efectuará bajo la consideración de la influencia del programa de cada unidad sobre las restricciones identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad aplicados.

En el caso de que en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifiquen congestiones en la evacuación de producción tanto de régimen ordinario como de régimen especial, siendo necesaria, por razones de seguridad del sistema, la reducción del programa de producción total a un determinado valor, se procederá a la solución de las restricciones técnicas identificadas mediante la aplicación del proceso indicado a continuación:

- Identificación en primer lugar del conjunto A de unidades de venta correspondientes a producción, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, cuyo factor de contribución a las restricciones técnicas identificadas supera un determinado umbral mínimo.
- Establecimiento, a partir del conjunto anterior, de un subconjunto A1 constituido por todas y cada una de las unidades de venta de producción de régimen ordinario, y por aquellas unidades de producción de régimen especial que han incorporado un precio distinto de cero en sus ofertas de venta de energía casadas en el mercado diario del mismo día.
- Reducción de los programas de las unidades de venta que constituyen el subconjunto A1 en base a los factores de contribución del programa de cada una de ellas sobre las restricciones técnicas identificadas. Quedan exentas de esta reducción de programa todas aquellas unidades de venta de producción de régimen especial del conjunto A no incluidas en el subconjunto A1, al haber incorporado un precio cero en sus ofertas de venta de energía presentadas y casadas en el mercado diario del mismo día.
- Una vez aplicada sobre el subconjunto A1, la máxima reducción de programas compatible con las limitaciones establecidas en razón de seguridad del sistema, en caso de persistir aun la situación de congestión, el OS solicitará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución una reducción de las entregas de energía de las unidades de producción de régimen especial no participantes en el mercado con influencia en la restricción técnica identificada.

Para la aplicación de esta reducción de las entregas de energía procedentes de producción de régimen especial, el distribuidor hará uso de los contratos de venta de energía suscritos con los titulares de estas instalaciones y, en particular, de las cláusulas de los mismos por las que se establecen posibles limitaciones en la cesión de la energía en razón de la seguridad del sistema eléctrico. En estos casos el OS informará al correspondiente gestor de la red de

- Unidades de venta de comercializadoras que integran en el mercado producción nacional de régimen especial o de régimen ordinario (UVCOM)

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC)

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

En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro nacional, las reducciones de la energía programada en el PBF se podrán hacer también extensivas a las:

d) Unidades de adquisición correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UAE) (interconexiones tanto con sistemas eléctricos comunitarios como con terceros países)

3.4.1.1.5.2. Selección y aplicación de los medios de resolución

Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PBF

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PBF, y existir más de una solución técnicamente válida y de eficacia equivalente, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que represente un menor coste. A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la resolución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquella que represente un menor movimiento de energía respecto al PBF.

Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades, dando lugar a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Los incrementos de programa respecto al PBF que sean aplicados para la resolución de las restricciones técnicas serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones.

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PBF

Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas.

distribución y a la CNE de las restricciones técnicas identificadas que han motivado las reducciones de dichas entregas de energía.

Cuando la reducción de las entregas de energía afecte a más de un gestor de red de distribución, a igualdad de criterios técnicos, la reducción de producción se realizará mediante la aplicación de la regla prorata sobre los valores de entregas de energía comunicados por éstos.

- En el caso de que esta última reducción de producción no fuese tampoco suficiente, el OS procederá a reducir producción adicional mediante la modificación de los programas de las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial participante en el mercado y que han incorporado precio cero en sus ofertas de venta de energía casadas en el mercado diario.

Así, en aplicación de la normativa vigente, las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial que hayan presentado en el mercado diario de dicho día ofertas de venta de energía a precio cero, sólo podrán ser reducidas para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos al máximo compatible con la seguridad del sistema, los programas de venta de energía de las restantes unidades de venta del PBF (tanto de régimen ordinario como también aquellas de régimen especial que no hayan ofertado a precio cero en el mercado diario), intervinientes en dichas restricciones.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades, en función de los factores de contribución de los programas de las mismas a las restricciones técnicas identificadas.

Se reducirán así, en primer lugar, los programas de las unidades con mayor contribución, respetando los programas de producción mínima que puedan ser requeridos en estas unidades por razones de seguridad del sistema, y el orden de prioridad anteriormente mencionado para las unidades de producción de régimen especial que han presentado ofertas a precio cero en la sesión del mercado diario correspondiente a dicho día.

Este proceso de reducción de programas dará lugar, en todos los casos a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Para ello, una vez reducidos los programas de venta de energía en base a los correspondientes factores de contribución a las restricciones identificadas, o la aplicación, en su caso, 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 PBF que sean necesarias para la resolución de restricciones técnicas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PBF.

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 PBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, el OS identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que, cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, así como el coste asociado a la programación del arranque y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.º

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

Para esta programación del arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará, preferentemente, 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.

3.4.1.1.5. Implementación práctica de la resolución de restricciones

Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que, en caso de no estar contenida en el RAIPEE, deberán facilitar los AM al OS de una forma fehaciente. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los agentes titulares de 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 agentes titulares de las correspondientes unidades.

correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de oferta 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 una parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa establecer, en estos casos, limitaciones aplicables a todo el conjunto de la correspondiente unidad de oferta.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el titular de dicha unidad para la resolución 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.

En el caso de la aplicación de reducciones de programa sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, exportaciones, asociadas a un contrato bilateral físico, se aplicarán después, de forma coordinada, redespachos de energía a bajar sobre las unidades de venta asociadas a dicho bilateral, conforme a lo dispuesto en el apartado 3.4.1.3.

3.4.1.1.5.4. Establecimiento de limitaciones por seguridad

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

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores (reequilibrio generación-demanda, mercado intradiario, mercados de regulación secundaria y terciaria, gestión de desvíos generación-consumo y operación en tiempo real).

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

- LPMI (Limitación de Programa Mínimo ó Limite Inferior)
 - Unidad de venta de energía programada en el PBF y/o en el PVP en la que, por razones de seguridad del sistema, una o más de las unidades físicas que la integran debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía

El OS a la hora de aplicar redespachos de energía a subir sobre unidades de venta correspondientes a centrales reversibles de bombeo, tendrá en cuenta la capacidad del vaso superior de dicha central, tanto en términos de la factibilidad del programa total de venta de energía que le podrá ser requerido para la resolución de las restricciones técnicas del PBF, como en términos de la factibilidad del programa de consumo de bombeo necesario para poder atender a dicho programa de venta de energía resultante de la resolución de las restricciones técnicas. Este programa de consumo de bombeo deberá ser establecido de forma directa por el agente titular de la unidad mediante su participación en el mercado intradiario.

Los incrementos de energía programados sobre el PBF que puedan ser aplicados sobre unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con países comunitarios para la resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, deberán tener siempre en cuenta los valores máximos de capacidad de intercambio previstos y publicados para la correspondiente interconexión y sentido de flujo.

Una vez seleccionada, entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, e igualmente eficaces, aquella que representa un menor coste global, el OS establecerá las modificaciones de los programas correspondientes a la resolución adoptada, indicando para cada unidad afectada por dicha modificación el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable de forma concreta, para lo que se utilizarán las siguientes clasificaciones:

- 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 PBF.
 - Unidad de consumo de bombeo, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PBF.
- UPL (Unidad con Programa Limitado):
 - Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PBF

Los redespachos de energía correspondientes a la resolución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PVP, 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 todos los casos en los que la resolución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación global del programa de la unidad de venta de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de oferta 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

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

- LPMA (Limitación de Programa Máximo ó Límite Superior)
- Unidad de venta de energía programada o no en el PBF, o programada en el PVP en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa de venta de energía no puede superar un determinado valor.
- Unidad de adquisición de energía programada en el PBF y correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

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

La modificación de los programas de energía respecto al PBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (unidad con programa obligado) y UPL (unidad con programa limitado), para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

- a) La aplicación de redespachos de energía para 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).
- b) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).
- c) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) ó límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, sólo permitirá la aplicación de redespachos que

respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

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

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

En los casos en los que la limitación de programa mínimo (LPMI) ó de programa máximo (LPMA) afecte a un conjunto de unidades de producción o a un conjunto de unidades de adquisición para consumo de bombeo, localizadas en un mismo emplazamiento o zona geográfica, el OS establecerá preferentemente estas limitaciones por seguridad de forma global, para su aplicación a un determinado emplazamiento o zona geográfica. Estas limitaciones globales podrán coexistir con limitaciones de programa mínimo (LPMI) y/o de programa máximo (LPMA) aplicadas sobre una o más de las unidades a las que afecta la limitación global.

Durante el periodo previo a la adaptación de todos los procesos posteriores (mercado intradiario, servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, gestión de desvíos y operación en tiempo real) en los que se requiere el tratamiento de dichas limitaciones globales, o bien, cuando de forma transitoria, por una causa sobrevenida, asociada a problemas en el funcionamiento de las aplicaciones informáticas utilizadas para los análisis de seguridad, u otras posibles causas que afecten a la determinación y/o al tratamiento de dichas limitaciones globales, el OS establecerá estos límites de programa por seguridad de forma individual.

En este caso, para el establecimiento de dichos límites individuales, a igualdad de criterios técnicos, el OS utilizará el orden de mérito de las ofertas presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas. Quedarán exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, con independencia de su contribución a la restricción, todas aquellas unidades de producción de régimen especial que hayan presentado y casado ofertas de venta de energía a precio cero en la correspondiente sesión del mercado

3.4.1.1.5. Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la Red de Distribución

En el proceso de resolución de restricciones técnicas se analizarán y resolverán las restricciones identificadas en la red de transporte, 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.

3.4.1.1.5.6. Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de generación

Cuando en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifique una situación de congestión debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dichas congestiones se identifiquen ya en el caso base de estudio, o de que aparezcan únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

a. Congestiones en el caso base de estudio y/o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación, los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

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

La reducción del programa de energía respecto al PBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada.

Así, en el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se prorrateará la energía a reducir entre todas ellas en función de su programa previsto en el PBF, y en el resto de casos para la aplicación de estas reducciones de programas serán tenidos en cuenta los factores de contribución a la restricción antes citados.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos. Si, una vez reducida al mínimo técnico la producción de todos los grupos implicados en la congestión, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de grupos térmicos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PBF) presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de dichas unidades de venta, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquel grupo con un mínimo técnico más elevado, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita.

No obstante, 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, podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución se dirigirá por escrito -mediante FAX o correo electrónico- al OS, informándole del riesgo existente en la red de distribución 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 distribución deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en la red de distribución y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o aplicación de los contratos de venta de energía por el suscritos con los titulares de las instalaciones de producción en régimen especial, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de modificaciones en el programa diario base de funcionamiento previsto.

En los casos en los que 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 con el OS.

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 PBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica antes de las 13:00 horas 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 resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PBF 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 PBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PBF 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.

La producción de régimen especial no participante en el mercado intervendrá también en la resolución de estas restricciones técnicas, en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos a los valores mínimos compatibles con la seguridad del sistema, los programas de producción de las unidades de régimen ordinario y de régimen especial participantes en el mercado, estas últimas sólo cuando hayan presentado ofertas de venta de energía a precio distinto de cero en la correspondiente sesión del mercado diario, siguiendo en este proceso las diferentes fases descritas en el apartado 3.4.1.1.5.2. del presente procedimiento.

Quedarán en todo caso exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, con independencia de su contribución a la restricción, todas aquellas unidades de producción de régimen especial que hayan presentado y casado ofertas de venta de energía a precio cero en la correspondiente sesión del mercado diario, salvo que, adoptadas el resto de las medidas citadas, resulte imprescindible la reducción de su programa.

b. Congestionen en situaciones post-contingencia

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran 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 congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su resolución mediante la adopción de medidas correctoras que se tomarían sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la resolución de congestiones en el caso base.

c. Teledisparos en unidades de producción

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectados por una reducción, o incluso anulación, preventiva del programa de energía previsto para los mismos en el PBF, podrán evitar, o al menos reducir, esta disminución de su programa, mediante la activación, previa aceptación por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles.

Lo anterior será de aplicación siempre y cuando estos automatismos de teledisparo 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.

En los casos en los que la solución de la congestión requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, para la activación de los mismos el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios en cuya definición podrán tener participación los titulares de las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

En el caso de que la activación de un teledisparo permita evitar la reducción del programa de producción en una cuantía tal que se exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, dicho margen adicional de producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida, sin embargo, la activación de éste al no ser necesaria.

El agente productor deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos automatismos de teledisparo.

d. Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PVP

- En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, gestión de desvíos y regulación terciaria), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:
 - Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.
 - Si la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PVP, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará, según orden de precios crecientes de las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de estas unidades de venta de energía. En caso de igualdad de precio en las ofertas de dos unidades de producción, los incrementos de producción admisibles se establecerán dando preferencia al funcionamiento de aquellos grupos para los que se hayan activado sus correspondientes sistemas de teledisparo.

3.4.2. FASE 2: Reequilibrio de generación-demanda

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PBF, 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 resolución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

3.4.2.1 Anulación de los programas de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda haya sido reducida en la FASE 1

El OS procederá, en primer lugar, a anular los programas de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF.

De acuerdo con lo dispuesto en la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas, esta demanda corresponderá a unidades de consumo de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones o exista riesgo cierto para el suministro nacional, a unidades correspondientes a transacciones de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos.

En el caso de que el programa de venta de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la solución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

- Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de venta por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.
- Anulación (A) del programa de la unidad de venta asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de adquisición en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

- Si la disminución (D) es superior a la anulación (A):
 - Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición reducida en la FASE 1 (A) (redespacho ECOCBV)
 - La diferencia entre la disminución (D) y la anulación (A) generará un redespacho de energía a bajar (D-A) que se aplicará sobre la unidad de venta, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPLVPV).
- Si la disminución (D) es inferior ó en el límite igual a la anulación (A)
 - Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición reducida en la FASE 1 (A) (redespacho ECOCBV)
 - No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.4.2.2. Anulación de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación haya sido reducida en la FASE 1

El OS procederá a anular los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación que estén asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF.

En el caso de que el programa de adquisición de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la resolución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

- Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de adquisición por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.
- Anulación (A) del programa de la unidad de adquisición asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de venta en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

- Si la disminución (D) es superior a la anulación (A):
 - Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (A) (redespacho ECOCBV)
 - La diferencia entre la disminución (D) y la anulación (A) generará un redespacho de energía a subir (D-A) que se aplicará sobre la unidad de adquisición, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPOPVPB).
- Si la disminución (D) es inferior ó en el límite igual a la anulación (A)
 - Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (A) (redespacho ECOCBV)
 - No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.4.2.3. Obtención de un programa equilibrado generación - demanda

3.4.2.3.1. Medios para el reequilibrio generación-demanda

Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

- a) Unidades de venta asociadas a unidades de producción
 - Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT)
 - Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG)
 - Unidades de venta de producción de régimen especial participante en el mercado (UVRE)
 - Unidades de venta de comercializadoras que integran en el mercado producción nacional de régimen especial o de régimen ordinario (UVCOM)

Las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial participante en el mercado (UVRE) y las unidades de venta de comercializadoras que integren en el mercado producción nacional exclusivamente de régimen especial (UVCOMRE), y que hayan ofertado a precio cero en el mercado diario, no participarán en este proceso.

- b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UVI (interconexiones con sistemas eléctricos comunitarios y con terceros países))
- c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB)

La asignación de los bloques de ofertas serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de resolución de restricciones por criterios de seguridad.

3.4.2.3.2. Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda

El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento (PBF), tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todas y cada una de las horas, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones 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 operador del sistema 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 resolución de restricciones técnicas (ofertas para la reducción del programa previsto en el PBF de todas y cada una de las unidades de venta de energía incluidas en el mismo, excepto aquella producción de régimen especial que haya incorporado precio cero en sus ofertas al mercado diario), 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.
 - En el caso de que 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 PBF presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes.
- En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el operador del sistema 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 resolución de las restricciones técnicas (ofertas para el incremento del programa previsto en el PBF hasta la máxima potencia disponible de todas y cada una de las unidades de venta de energía

comunicada afecta a la resolución de las restricciones del PBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PVP más allá de las 14:30 horas, el OS procederá a publicar el PVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la resolución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PVP.

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

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el agente titular de la unidad podrá acudir al mercado intradiario y/o participar, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos para recomprar el programa de energía previsto en el PBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el agente titular ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PVP 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 agente titular, 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 PVP establecido para la resolución de las restricciones técnicas del PBF, 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 sin embargo después de que la unidad de producción haya anulado el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien, este desvío por indisponibilidad haya formado parte de una convocatoria de gestión de desvíos, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos.

3.6. Información al OM y a los agentes del mercado

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los AM, en los plazos indicados a continuación y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, las siguientes informaciones:

asociadas a unidades de producción incluidas en el mismo, excepto aquella producción de régimen especial que haya incorporado precio cero en sus ofertas al mercado diario, y para la reducción del programa de consumo de bombeo previsto en el PBF), 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 facilitar 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.

- En caso de que tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de facilitar sus ofertas al OS, persista aún un desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo) presentadas al proceso de resolución 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 todas ellas.

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 (PVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

3.5. Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PBF

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la resolución de restricciones del PBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza antes de las 13:00 horas del día en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la resolución de las restricciones del PBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con indisponibilidades de generación.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a las 13:00 horas, o bien, si aún siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad

Una vez publicado el PVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la resolución de las restricciones técnicas del PBF, los agentes del mercado podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración como reclamación formal.

4. RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO INTRADIARIO

El OS comunicará cada día, conjuntamente con el PVP, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, las limitaciones de seguridad aplicables tanto a unidades de oferta individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de oferta, que se han de considerar aplicadas sobre los programas de las unidades de producción e importación y sobre los programas de las unidades de consumo de bombeo y exportaciones, en su caso, para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema.

A lo largo del día, el OS irá modificando estas limitaciones de seguridad, y/o incorporando otras nuevas, de acuerdo con la situación real del sistema existente en cada momento.

El OS pondrá a disposición del OM la información correspondiente a estas limitaciones de seguridad para que éstas puedan ser tenidas en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas de cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI), en el caso de limitaciones de seguridad aplicables a unidades de oferta individuales, o dentro del propio proceso de casación del mercado intradiario, si se trata de limitaciones de seguridad aplicables a un conjunto de unidades de oferta.

Junto a la comunicación de los programas resultantes de la casación de ofertas de cada sesión del MI, el OS deberá recibir la siguiente información:

- Desagregaciones de los programas de venta y de adquisición de energía, contratados en dicha sesión, facilitadas por los AM al OM, y desde éste al OS.

Inmediatamente después de comunicados los programas resultantes de la casación de ofertas de cada sesión del MI, el OS deberá recibir además la siguiente información:

- Comunicación por los titulares de las transacciones que utilizan las interconexiones internacionales, de las contrapartes en los sistemas eléctricos vecinos de los programas de importación y de exportación gestionados en dicho mercado intradiario.
- Comunicación por parte de los distribuidores de las desagregaciones de las previsiones de entrega de energía procedente de producción de régimen

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:
 - El programa viable provisional PVP resultante del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF.

- 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.

- Información que el OS pondrá a disposición del AM:
 - 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 PBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la resolución de las congestiones identificadas, en su caso, en las interconexiones internacionales.
 - Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física.
 - 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 PBF.
 - Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PBF, asociados tanto a transacciones de mercado como a 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 a afectos a contratos bilaterales.

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

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los AM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

3.7. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de resolución de las restricciones técnicas del PBF

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, incluido el PVP y otros soportes de información asociados, 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.

especial, siempre que estas previsiones se hayan visto actualizadas respecto a las previamente comunicadas.

4.1. Recepción y carga de los programas resultantes del MI

Como paso previo a la realización de los análisis de seguridad sobre el programa resultante de la casación de ofertas en la correspondiente sesión del mercado intradiario, el OS verificará que dicho programa respeta la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales y las limitaciones de seguridad establecidas por el OS. De no respetarse dichas limitaciones, el OS devolverá al OM, en su caso, el programa resultante de la casación del MI.

En el caso de que la obtención de un programa que no presente congestiones en las interconexiones internacionales se retrasase durante un tiempo tal que pudiesen verse afectados de forma muy importante el propio proceso de programación de la generación, existiendo un riesgo elevado de tener que suspender la aplicación de los resultados de dicha sesión del mercado intradiario en alguna hora, el OS procederá a solucionar estas congestiones en el propio proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario.

4.2. Proceso de resolución de restricciones técnicas del mercado intradiario

El OS, en caso de identificar alguna restricción técnica que impida que el programa resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado intradiario, se realice respetando los criterios de seguridad y funcionamiento fijados en el procedimiento de operación correspondiente, resolverá dicha restricción seleccionando la retirada del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones técnicas identificadas, sobre la base del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el mercado intradiario comunicado por el OM.

El equilibrio generación-demanda será restablecido nuevamente mediante la retirada por el OS de otras ofertas presentadas a dicha sesión del mercado intradiario, en base al orden de precedencia económica de las ofertas asignadas en dicha sesión.

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario, el OS pondrá a disposición del OM y de los AM la siguiente información:

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:
 - El Programa Horario Final (PHF) obtenido a partir de los resultados de la casación del mercado intradiario y las modificaciones de dicho programa necesarias tanto para la resolución de restricciones técnicas como para el posterior reequilibrio generación-demanda.
 - 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, en los casos en los que estas limitaciones se vean modificadas respecto a las previamente publicadas.

- Información que el OS pondrá a disposición de los AM:
 - La información antes indicada puesta a disposición del OM
 - Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas
 - Los redespachos de energía necesarios para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda
- La publicación del Programa Horario Final (PHF) se realizará conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

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

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los AM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

5. RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN TIEMPO REAL

5.1. Modificaciones por criterios de seguridad

El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada periodo de programación. La resolución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en los periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones aplicables por razones de seguridad al conjunto de la unidad de venta o de adquisición de energía, o bien, a una o más de las unidades físicas que integran dicha unidad.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de los límites por seguridad necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se tendrán en cuenta los mismos criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2. del presente procedimiento, respetándose así los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores y las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia, sin considerar otras limitaciones distintas, tales como rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, siempre y cuando éstas puedan ser gestionadas en el mercado intradiario por los agentes titulares de las unidades de oferta de generación correspondientes a dichos grupos.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la resolución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal que el agente propietario de dicha unidad de oferta no tenga posibilidad efectiva de participar en la sesión del mercado intradiario que corresponda por incompatibilidad de los horarios

de dicha sesión y del periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de oferta para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la resolución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles.

En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de incrementos y de reducciones de programas en base a la asignación de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, procediéndose a realizar la asignación de esta modificación de programas entre el conjunto de unidades que resuelven la restricción, según el orden de precio de las ofertas presentadas, aplicándose la regla prorata en caso de igualdad de precio de oferta. En el caso de que la solución de la restricción en tiempo real requiera una reducción de producción, interviniendo, entre otras, unidades de producción de régimen especial que hayan presentado y casado ofertas a precio cero en la correspondiente sesión del mercado diario, estas unidades de producción mantendrán su programa sin modificación, salvo en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos hasta los valores máximos compatibles con la seguridad del sistema, los programas del resto de unidades de producción intervinientes en dicha restricción.

En el caso de que para garantizar la seguridad del sistema sea precisa la activación de teledisparos durante la operación en tiempo real, se aplicará, en su caso, el sistema de turnos rotatorios establecido, o en su defecto, se utilizará como criterio de orden para requerir su activación, el de las ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF, excepto en el caso de la producción de régimen especial participante en el mercado que haya presentado y casado ofertas a precio cero en la correspondiente sesión del mercado diario, para las que se requerirá la activación del sistema de teledisparo sólo en último lugar.

En el caso de que se utilicen ofertas de regulación terciaria para resolver la restricción, éstas no fijarán el precio marginal de la energía de regulación terciaria utilizada en el periodo de programación correspondiente para regenerar la reserva de regulación secundaria.

Los redespachos de energía correspondientes a la resolución de restricciones en tiempo real se considerarán firmes únicamente en el caso de que, con posterioridad a la incorporación de dichos redespachos, se haya aplicado el mecanismo de gestión de desvíos generación-consumo sobre el mismo periodo de programación. En este caso, se mantendrá sin variación el programa de energía establecido por la resolución de restricciones en tiempo real, aún cuando desaparezcan las condiciones que hubieran dado lugar a dicha restricción técnica. Cuando así ocurra, se procederá a la eliminación de la limitación establecida sobre el programa de dicha unidad por razones de seguridad del sistema, manteniendo sin modificación el redespacho previamente aplicado.

En el caso de que se presenten nuevas restricciones técnicas, dentro del intervalo de tiempo en el que está vigente una primera limitación, se modificarán los límites de programa establecidos por seguridad para resolver la nueva restricción técnica, generándose un nuevo redespacho con relación al límite inicialmente establecido.

En todos los casos restantes en los que no haya habido gestión de desvíos, los redespachos de energía correspondientes a la resolución 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.

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 modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.4.1.1.5.5 de este procedimiento de operación.

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

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

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

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo de arranque en caliente declarado por la unidad, o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradía, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en una sesión del mercado intradía.

5.3. Resolución de restricciones mediante actuación sobre la demanda

Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera un incremento de programa de las unidades de producción, 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. Para ello seguirá el siguiente orden:

- Reducción/anulación del consumo de bombeo que pudiera estar acoplado en la zona.
- Reducción/anulación de las exportaciones a otros sistemas.
- Aplicación de interrumpibilidad a clientes a tarifa con este tipo de contrato, incluyendo lo previsto en el procedimiento de operación por el que se establecen las medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia.

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.

5.3.1. *Reducción del consumo de bombeo*

Para la utilización de las unidades de consumo de bombeo para resolver restricciones técnicas identificadas en tiempo real, se considerará el orden de precedencia económica de las ofertas de regulación terciaria a subir presentadas al OS por los agentes titulares de dichas unidades, siempre y cuando no exista un condicionante técnico que impida la consideración de dicho orden.

5.3.2. *Aplicación de reducción/interrupción a los programas de intercambio internacional*

En el caso de que las medidas anteriores resulten insuficientes, y en la zona existan programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, el OS procederá a la reducción de dichas exportaciones de energía.

En primer lugar se determinará el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la energía máxima a intercambiar en sentido exportador asociada al nuevo valor de la capacidad de intercambio, así como las transacciones afectadas por esta modificación de la capacidad de intercambio respecto a la anterior prevista y comunicada.

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 intercambio, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa global de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión.

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

La limitación de la energía intercambiada a que dé lugar la restricción se repartirá proporcionalmente entre todas las transacciones afectadas proporcionalmente a la energía horaria programada para cada una de ellas, excepto en el caso del programa correspondiente al contrato suscrito entre REE y EDF (contrato de apoyo) con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, programa que será reducido en último lugar, una vez ya anulados el resto de programas de intercambio afectados por la congestión, en el caso de que la seguridad del sistema eléctrico así lo exija.

5.3.3. *Aplicación del sistema de interrumpibilidad de demanda*

El OS determinará la aplicación de la interrumpibilidad de demanda adecuada a las circunstancias de operación existentes, en cuanto a tipo, duración, potencia y ámbito de aplicación.

El OS informará a la Autoridad Administrativa competente, a la CNE y a los AM afectados, sobre la orden de interrumpibilidad dada y las razones de su aplicación.

5.4. *Reequilibrio de generación-demanda posterior a la resolución de las restricciones técnicas en tiempo real*

En el proceso de resolución 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 resolución en tiempo real de las restricciones identificadas en las interconexiones internacionales o en el sistema eléctrico peninsular español, se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los AM, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos entre la producción eléctrica real y la prevista, mediante la utilización de acciones de regulación secundaria y/o terciaria, o en el caso de que se verifiquen las condiciones requeridas, a través del mecanismo de gestión de desvíos.

6. LIQUIDACIÓN DEL PROCESO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

6.1. *Descripción del proceso de liquidación*

El OS determinará, en base a lo establecido en el Anexo de este procedimiento, toda la información necesaria para efectuar la liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas correspondiente a todas y cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de Resolución de Restricciones Técnicas del PBF, Resolución de Restricciones Técnicas del Mercado Intradiario y Resolución de Restricciones Técnicas en tiempo real. Esta información será organizada en los siguientes conceptos:

- Derecho de Cobro
- Obligación de Pago
- Rectificación de las Anotaciones en Cuenta del Mercado Diario e Intradiario

Asimismo, el OS determinará la información relativa al sobrecoste de los procesos de resolución de restricciones técnicas:

- Valor total del sobrecoste del proceso de Resolución de Restricciones Técnicas del PBF (Fases 1 y 2).
- Valor total del sobrecoste del proceso de Resolución de Restricciones Técnicas en tiempo real.

Los sobrecostes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas serán repercutidos sobre los titulares de todas las unidades de adquisición, excepto las unidades correspondientes a consumo de bombeo y aquellas unidades cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español, en proporción a sus consumos medidos una vez aplicados los coeficientes de pérdidas establecidos en la normativa vigente, para traspasar la energía a barras de central en el período de programación correspondiente..

6.2. Comunicación a los AM y al OM de la información para la liquidación del servicio de Resolución de Restricciones Técnicas.

El OS pondrá a disposición del OM y de los AM titulares de las unidades que han participado en estos procesos la información relativa a la liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas (Derechos de Cobro, Obligaciones de Pago y Rectificaciones de Anotaciones en Cuenta), de acuerdo con los criterios generales de confidencialidad establecidos en la normativa vigente, utilizándose para ello los sistemas y medios de intercambio de información establecidos.

Asimismo, el OS pondrá a disposición de los AM y del OM toda la información relativa al sobrecoste de los procesos de resolución de restricciones técnicas. La comunicación del valor de estos sobrecostes se efectuará a través de los sistemas y medios de intercambio de información establecidos.

El OS recibirá del OM, y pondrá después a disposición de los AM, la información correspondiente a la obligación de pago imputada a cada unidad de adquisición correspondiente a consumo nacional sobre la que se repercute el sobrecoste asociado al proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF y de Tiempo Real, utilizándose para ello los sistemas y medios de intercambio de información establecidos.

La facturación relativa tanto a la provisión del servicio como a la repercusión de su sobrecoste se efectuará dentro del proceso general de facturación del mercado de producción.

6.3. Definición segmentos liquidatorios asociados al proceso de Resolución de Restricciones Técnicas

RT1 Resolución Restricciones Técnicas del PBF - Fase 1

RT2 Resolución Restricciones Técnicas del PBF - Fase 2

RT3 Resolución Restricciones Técnicas del PBF – Repercusión Sobrecoste

RT4 Resolución Restricciones Técnicas Mercado Intradiario

RT5 Resolución Restricciones Técnicas Tiempo Real

RT6 Resolución Restricciones Técnicas Tiempo Real – Repercusión Sobrecoste

6.4. Proceso de liquidación

El proceso de liquidación del servicio de resolución de restricciones técnicas constará de las siguientes fases:

1. Liquidación basada en programas
2. Liquidación con medidas

6.5. Liquidación basada en programas

La liquidación de la provisión del servicio basada en programas se comunicará a los AM y al OM dentro de los dos días laborables siguientes al día D. Los AM podrán disponer en ese momento de los todos los segmentos liquidatorios definidos en el apartado 6.3, calculados en base a programas.

6.6. Liquidación mensual con medidas

La liquidación de la provisión del servicio basada en medidas será establecida con carácter de liquidación provisional, y comunicada a los AM y al OM, dentro de los tres días laborables posteriores a la fecha límite establecida para la comunicación de medidas en los procedimientos de operación relativos a los concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones.

Dicha liquidación con medidas pasará a tener carácter de liquidación definitiva, siendo comunicada así a los AM y al OM, una vez transcurrido el plazo de tiempo establecido para la presentación y solución de las posibles objeciones a las mismas, plazo que está definido en los procedimientos de operación relativos a las medidas eléctricas.

El OS, en los casos en los que así sea aplicable, inmediatamente después de cerrado el período de recepción de medidas establecido en los procedimientos de operación relativos a medidas eléctricas, para los distintos tipos de puntos de medida eléctrica, procederá a determinar las modificaciones que sean precisas sobre la liquidación basada en programas, en razón de la liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas basada en medidas.

La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

- Unidades de venta de energía para las que se hayan programado aumentos de su programa respecto al PBF por razones de seguridad del sistema (FASE 1): Segmento RT1

ANEXO AL P.O. 3.2 DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS: LIQUIDACIÓN DEL SERVICIO Y REPERCUSIÓN DEL COSTE DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

I. Liquidación del servicio de resolución de restricciones técnicas

1. Liquidación basada en programas

Esta liquidación económica estará establecida en base a los redespachos asociados al proceso de resolución de restricciones técnicas contemplados en el programa P48 cierre y también, cuando así sea aplicable, en los programas PBF, PVP y PHF.

1.1 Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PBF)

1.1.1 Primera fase: Modificaciones del PBF por criterios de seguridad

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado)

La liquidación de la energía programada para la resolución de restricciones técnicas del PBF, se establecerá con carácter general, en base a la utilización de la oferta simple, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de resolución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable.

Unidades programadas en el PVP mediante una oferta simple

Los redespachos de energía de tipo UPOVPV programados en el PVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas serán valorados al precio de la oferta simple correspondiente, generando para el agente titular de la unidad un:

- Derecho de cobro igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta utilizados total o parcialmente:

$$DCERUPOVPVOS(i,h) = ERUPOVPVOS(i,h) \times POUPOVPVOS(i,h)$$

En donde:

$$DCERUPOVPVOS(i,h)$$

Derecho de cobro por redespachos de energía de tipo UPOVPV de la unidad i en la hora h , en caso de oferta simple

$$ERUPOVPVOS(i,h)$$

Energía redespachada correspondiente a redespachos de tipo UPOVPV de la unidad i en la hora h , en caso de oferta simple

- Unidades de venta de energía para las que se haya programado el acoplamiento y arranque para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real: Segmento RT5

- Unidades de adquisición de energía sobre las que se ha de repercutir el coste del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF y en Tiempo Real (todas las unidades de adquisición, excepto las unidades para consumo de bombeo y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español): Segmentos RT3 y RT6

En este proceso se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- En el caso de aquellas unidades que hayan participado en la Fase 1 del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF o, que hayan acoplado y arrancado como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, para las que el OS no haya recibido aún la correspondiente medida, al cierre del periodo de recepción de medidas establecido en los procedimientos de operación para el correspondiente tipo de punto de medida, se generará para el agente titular de la unidad una obligación de pago por un valor igual al derecho de cobro adquirido en base a la liquidación basada en programas.

- En los casos en los que las modificaciones de programas afecten únicamente a algunas de las unidades físicas que componen una unidad de venta de energía, en esta liquidación provisional con medidas se tendrán en cuenta las medidas individuales de las unidades físicas en cuestión.

Una vez transcurridos los plazos de tiempo establecidos en los procedimientos de operación relativos a las medidas eléctricas para la presentación y solución de las posibles objeciones a las mismas, el OS procederá a rectificar, cuando así sea necesario, los derechos de cobro y las obligaciones de pago establecidos previamente en la liquidación provisional con medidas, y a la publicación de una nueva información actualizada.

En ese mismo momento, todas aquellas liquidaciones previas que deban ser establecidas en base a medidas y que no se hayan visto modificadas en este último proceso pasarán a tener carácter de definitivas.

7. 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 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 agentes afectados y la CNE, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

Precio ofertado correspondiente a redespachos de tipo UPOPVPV de la unidad i en la hora h , correspondiente a oferta simple

$POUPOPVPVOS(i,h)$

Unidades programadas en el PVP mediante una oferta compleja

En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable, se generará para el titular de la correspondiente unidad de venta un:

- Derecho de cobro por una magnitud igual al importe que resulte inferior entre los dos siguientes:

a) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PVP por restricciones:

$$DCERUPOPVPVOC1(i,h) = ERUPOPVPVOC1(i,h) \times POUPOPVPVOC1(i,h)$$

En donde:

$DCERUPOPVPVOC1(i,h)$

Derecho de cobro por redespachos de energía de tipo UPOPVPV de la unidad i en la hora h , en aplicación de la oferta compleja al programa asignado por restricciones en el PVP

$ERUPOPVPVOC1(i,h)$

Energía redespachada por restricciones correspondiente a redespachos de tipo UPOPVPV de la unidad i en la hora h , en aplicación de la oferta compleja al programa asignado por restricciones en el PVP

$POUPOPVPVOC1(i,h)$

Precio medio equivalente de la energía correspondiente a redespachos de tipo UPOPVPV de la unidad i en la hora h , correspondiente a la aplicación de la oferta compleja sobre el programa asignado por restricciones en el PVP

b) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad tras su participación en las diferentes sesiones del mercado intradiario. Este programa estará establecido en base a la programación resultante tras la Fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas

del PVP y la modificación de este programa en las diferentes sesiones del mercado intradiario. De los derechos de cobro así calculados se deducirán los ingresos obtenidos, en su caso, por la unidad en el mercado diario (en los tres primeros periodos horarios correspondientes a la rampa descendente de carga en el PBF) y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario:

$$DCERUPOPVPVOC2(i,h) = ERUPOPVPVOC2(i,h) \times POUPOPVPVOC2(i,h) - IMD(i,h) - IMI(i,h)$$

En donde:

$DCERUPOPVPVOC2(i,h)$

Derecho de cobro por redespachos de energía de tipo UPOPVPV de la unidad i en la hora h , en aplicación de la oferta compleja sobre el programa horario final

$ERUPOPVPVOC2(i,h)$

Energía correspondiente al programa horario final de la unidad i en la hora h

$POUPOPVPVOC2(i,h)$

Precio medio equivalente de la energía de la unidad i en la hora h , en aplicación de la oferta compleja

$IMD(i,h)$

Ingresos obtenidos por la unidad i en la hora h en el mercado diario

$IMI(i,h)$

Ingresos netos obtenidos por la unidad i en la hora h en las sesiones del mercado intradiario en las que haya participado

Ambas contabilizaciones son aplicadas sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación.

Para el establecimiento de esta liquidación se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

En el caso a), al calcular el importe correspondiente a los derechos de cobro sobre la base de la aplicación de la oferta compleja al programa asignado para la solución de las restricciones del PBF (redespachos UPOPVPV) se considerará, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción, teniendo en consideración para ello el programa P48 cierre de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso b), se tomará como punto de partida el programa establecido tras la Fase 1 del proceso de resolución de restricciones técnicas y se añadirán sobre dicho programa las diferentes modificaciones del programa de la unidad, tanto a subir como a bajar derivadas, en su caso, de su participación en las diferentes sesiones del mercado intradiario. Sobre el programa horario así determinado, se calculará el importe correspondiente a los derechos de cobro de la unidad sobre la base de la aplicación de la oferta compleja al mismo. En este cálculo se tendrá en cuenta, en su caso, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción, bajo la consideración de su programa P48 cierre, complementado cuando así sea preciso, con el programa P48 cierre correspondiente a los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación. A los derechos de cobro así calculados, se restarán los derechos de cobro de la unidad derivados, en su caso, de su participación en el mercado diario (tres primeros periodos horarios con rampa descendente en el PBF), y se restarán y sumarán, respectivamente, los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivadas, en su caso, de la participación de dicha unidad de producción en las diferentes sesiones del mercado intradiario.

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 resolución de restricciones técnicas del PBF, 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 resolución de restricciones técnicas, se generará para el agente titular de la correspondiente unidad un:

- Derecho de cobro establecido a partir de las energías programadas en cada hora valoradas al 115 % del precio marginal horario del mercado diario.

$$DCERUPOPVPMER(i,h) = ERUPOPVPMER(i,h) \times 1.15 \times PMHMD(h)$$

En donde:

$DCERUPOPVPMER(i,h)$	Derecho de cobro por redespachos de energía de tipo UPOPVPMER de la unidad i en la hora h
$ERUPOPVPMER(i,h)$	Energía redespachada por restricciones correspondiente a redespachos de tipo UPOPVPMER de la unidad i en la hora h
$PMHMD(h)$	Precio marginal horario del mercado diario en la hora h .

b) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado)

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar, en función del tipo de transacción sobre la que vayan aplicados, a las siguientes liquidaciones:

Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

- Rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para dicha unidad de venta por un valor igual al producto de la energía asociada a dicho redespacho por el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional (redespacho UPLPVPVCBN):

- Anotación en cuenta en el mercado de producción español para el titular del contrato bilateral de una obligación de pago por un valor igual al producto de la energía asociada a dicho redespacho por el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPVCB):

- No se realizará liquidación económica alguna por dicha reducción de programa.

c) Unidades de adquisición Y , en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado)

Los redespachos de energía de tipo UPO programados respectivamente en el PVP sobre unidades de adquisición de energía Y , en su caso, exportaciones, para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar, en función del tipo de transacción sobre la que vayan aplicados, a las siguientes liquidaciones:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB ó UPOPVPE)

- Rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para dicha unidad de adquisición por un valor igual al producto de la energía asociada a dicho redespacho por el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVCBB ó UPOPVCBE)

- No se realizará liquidación económica alguna por dicha reducción de programa.

1.1.2 Segunda fase: *Reequilibrio generación- demanda*

a) Unidades de venta con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda ha sido reducida en la Fase 1, y que reducen la energía programada en el PBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PVP sobre unidades de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no generarán liquidación económica alguna por dicha reducción de programa.

b) Unidades de adquisición correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación ha sido reducida en la Fase 1, y que reducen la energía programada para obtener un programa equilibrado en generación y demanda

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PVP sobre unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, en su caso, exportación) correspondientes a contratos bilaterales cuya generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no generarán liquidación económica alguna por dicha reducción de programa.

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

Los redespachos de energía a subir programados en el PVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre:

Transacción del mercado diario (redespacho ECO) darán lugar a un:

- Derecho de cobro para el agente titular de la correspondiente unidad igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta de venta de energía presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$DCERECO(i,h) = ERECO(i,h) \times POECOS(i,h)$$

En donde:

$$DCERECO(i,h)$$

Derecho de cobro por redespachos de energía a subir de tipo ECO de la unidad i en la hora h

$$ERECO(i,h)$$

Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECO de la unidad i en la hora h

$$POECOS(i,h)$$

Precio de la oferta de venta de energía presentada por la unidad i para el proceso de resolución de restricciones técnicas, en la hora h , correspondiente a redespachos de tipo ECO

Unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), darán lugar:

- Derecho de cobro para el titular del contrato bilateral igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta de venta de energía presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$DCERECO(i,h) = ERECO(i,h) \times POECOS(i,h)$$

En donde:

$$DCERECO(i,h)$$

Derecho de cobro por redespachos de energía a subir de tipo ECOCB de la unidad i en la hora h

$$ERECOS(i,h)$$

Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECOCB de la unidad i en la hora h

$$POECOS(i,h)$$

Precio de la oferta de venta de energía presentada por la unidad i para el proceso de resolución de restricciones técnicas en la hora h , correspondiente a redespachos de tipo ECOCB

- Derecho de cobro para el agente titular del contrato bilateral igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el correspondiente precio marginal horario del mercado diario:

$$DCERECO(i,h) = ERECOB(i,h) \times PMHMD(i,h)$$

En donde:

$DCERECO(i,h)$

Derecho de cobro por redespachos de energía a subir de tipo ECO de la unidad i en la hora h

$ERECOS(i,h)$

Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECO de la unidad i en la hora h

$PMHMD(i,h)$

Precio marginal horario del mercado diario en la hora h

En caso de unidades de adquisición cuyo redespacho de energía a subir no lleve precio asociado, al no haber presentado la correspondiente unidad ofertas de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligada a ello, el correspondiente redespacho pasará a ser denominado redespacho ECO , si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho $ECOS$, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, valorándose dicho redespacho, a la hora de establecer el derecho de cobro para el agente titular de la unidad o para el titular del contrato bilateral respectivamente, al 85% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

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

Los redespachos de energía a bajar programados en el PVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre:

Transacción del mercado diario (redespacho ECO) darán lugar a una:

- Obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la

oferta de compra de energía presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$OPERECO(i,h) = ERECOB(i,h) \times POECOB(i,h)$$

En donde:

$OPERECO(i,h)$

Obligación de pago por redespachos de energía a bajar de tipo ECO de la unidad i en la hora h

$ERECOB(i,h)$

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECO sobre la unidad i en la hora h

$POECOB(i,h)$

Precio de la oferta de recompra de energía presentada por la unidad i para el proceso de resolución de restricciones técnicas, en la hora h , correspondiente a redespachos de tipo ECO

Unidad de venta asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECO), darán lugar:

- Obligación de pago para el titular del contrato bilateral igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta de compra de energía presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$OPERECO(i,h) = ERECOB(i,h) \times POECOB(i,h)$$

En donde:

$OPERECO(i,h)$

Obligación de pago por redespachos de energía a bajar de tipo ECO de la unidad i en la hora h

$ERECOB(i,h)$

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECO sobre la unidad i en la hora h

e) Liquidación de los 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 ó a bajar para resolver un déficit ó 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 han atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de resolución 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, generarán para el agente titular de la correspondiente unidad:

- Un derecho de cobro, en el caso de ser aplicado un redespacho de energía a subir (redespacho tipo ECOSMER), establecido en base a una valoración de la energía asociada a dicho redespacho al 115 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

$$DCERECOSMER(i,h) = ERECOSMER(i,h) \times 1.15 \times PMHMD(h)$$

En donde:

$DCERECOSMER(i,h)$ Derecho de cobro por redespachos de energía a subir de tipo ECOSMER sobre la unidad i en la hora h

$ERECOSMER(i,h)$ Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECOSMER sobre la unidad i en la hora h

$PMHMD(h)$ Precio marginal horario del mercado diario en la hora h .

- Una obligación de pago, en el caso de ser aplicado un redespacho de energía a bajar (redespacho tipo ECOBMER), establecido en base a una valoración de la energía asociada a dicho redespacho al 85 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

$$OPERECOBMER(i,h) = ERECOBMER(i,h) \times 0.85 \times PMHMD(h)$$

En donde:

$OPERECOBMER(i,h)$ Obligación de pago por redespachos de energía a bajar de tipo ECOBMER sobre la unidad i en la hora h

$POECOB(i,h)$ Precio de la oferta de recompra de energía presentada por la unidad i para el proceso de resolución de restricciones técnicas en la hora h , correspondiente a redespachos de tipo ECOCB

- Obligación de pago para el titular del contrato bilateral igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el correspondiente precio marginal horario del mercado diario:

$$OPERECO(i,h) = ERECOB(i,h) \times PMHMD(h)$$

En donde:

$OPERECO(i,h)$ Obligación de pago por redespachos de energía a bajar de tipo ECOCB de la unidad i en la hora h

$ERECOB(i,h)$ Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECOCB sobre la unidad i en la hora h

$PMHMD(h)$ Precio marginal horario del mercado diario en la hora h

En el caso de unidades de venta cuyo redespacho de energía a bajar no lleve precio asociado, al no haber presentado la correspondiente unidad ofertas de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligada a ello, el correspondiente redespacho pasará a ser denominado redespacho ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, valorándose dicho redespacho, a la hora de establecer la obligación de pago para el agente titular de la unidad o para el titular del contrato bilateral respectivamente, al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de compra de energía de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

las ofertas presentadas al Mercado Diario en el caso de producción de régimen especial.

1.3.1 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta de regulación terciaria

1.3.1.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución 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 UPOTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar a un:

- Derecho de cobro para el agente titular de la correspondiente unidad igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta de regulación terciaria a subir utilizada a estos efectos.

$$DCERUPOTRT(i,h) = ERUPOTRTS(i,h) \times POETS(i,h)$$

En donde:

$$DCERUPOTRT(i,h)$$

Derechos de cobro por redespachos de energía a subir de tipo UPOTRT sobre la unidad i en la hora h

$$ERUPOTRTS(i,h)$$

Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo UPOTRT sobre la unidad i en la hora h

$$POETS(i,h)$$

Precio de la oferta de energía terciaria a subir para la unidad i en la hora h .

1.3.1.2. Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar a una:

- Obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos.

$$OPERUPLTRT(i,h) = ERUPLTRTB(i,h) \times POETB(i,h)$$

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo ECOBMER sobre la unidad i en la hora h

$$ERECOBMER(i,h)$$

Precio marginal horario del mercado diario en la hora h .

$$PMHMD(h)$$

1.2 Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas del Mercado Intradía

1.2.1 Retirada de ofertas de venta de energía incluidas en la casación del mercado intradía para la resolución de restricciones técnicas o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradía para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa resultante de dicha casación (redespacho RTOMI) o para el reequilibrio posterior de los programas generación-demanda (redespacho ECOMI) en dicha sesión del mercado intradía, darán lugar a una:

- Rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para dicha unidad de venta por un valor igual al producto de la energía asociada a dicho redespacho por el correspondiente precio marginal horario del mercado intradía.

1.2.2 Retirada de ofertas de adquisición de energía incluidas en la casación del mercado intradía para la resolución de restricciones técnicas o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de adquisición de energía incluida en la casación del mercado intradía, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa resultante de dicha casación (redespacho RTOMI) o para el reequilibrio posterior de los programas generación-demanda (redespacho ECOMI) en dicha sesión del mercado intradía, darán lugar a una:

- Rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para dicha unidad de adquisición por un valor igual al producto de la energía asociada a dicho redespacho por el correspondiente precio marginal horario del mercado intradía.

1.3 Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real

La liquidación de la energía programada para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real se establecerá en base a los precios de las ofertas utilizadas a estos efectos: Ofertas de regulación terciaria complementadas con las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas ó con

- Obligación de pago por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo, establecida en base a una valoración de las energías redespachadas al 70% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario:

$$OPERUPLTRTRE(i,h) = ERUPLTRT(i,h) \times 0.7 \times PMHMD(h)$$

En donde:

$$OPERUPLTRTRE(i,h)$$

Obligación de pago por las reservas de energía generadas en el vaso superior de la unidad de consumo de bombeo asociadas a redespachos de energía a bajar de tipo *UPLTRT* aplicados sobre la unidad *i* en la hora *h*

$$ERUPLTRT(i,h)$$

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo *UPLTRT* de la unidad *i* en la hora *h*

$$PMHMD(h)$$

Precio marginal horario del mercado diario en la hora *h*.

1.3.2 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones técnicas

1.3.2.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución 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 resolución de restricciones técnicas, darán lugar a un:

- Derecho de cobro para el agente titular de la correspondiente unidad igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta presentada al proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$DCERUPOTROR(i,h) = ERUPOTRORS(i,h) \times POUPTRORS(i,h)$$

En donde:

$$DCERUPOTROR(i,h)$$

Derechos de cobro de la unidad *i* en la hora *h* por redespachos a subir del tipo *UPOTROR*

En donde:

$$OPERUPLTRT(i,h)$$

Obligación de pago por redespachos de energía a bajar de tipo *UPOTROR* aplicados sobre la unidad *i* en la hora *h*

$$ERUPLTRTB(i,h)$$

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo *UPOTROR* de la unidad *i* en la hora *h*

$$POETB(i,h)$$

Precio de la oferta de energía terciaria a bajar para la unidad *i* en la hora *h*.

1.3.1.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Los redespachos de energía a bajar de tipo *UPLTRT* programados en tiempo real sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar a una obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad, compuesta de los dos siguientes términos:

- Obligación de pago por la asignación de energía a bajar, valorada en base al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos.

$$OPERUPLTRT(i,h) = ERUPLTRT(i,h) \times POETB(i,h)$$

En donde:

$$OPERUPLTRT(i,h)$$

Obligación de pago por redespachos de energía a bajar de tipo *UPLTRT* aplicados sobre la unidad *i* en la hora *h*

$$ERUPLTRT(i,h)$$

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo *UPLTRT* de la unidad *i* en la hora *h*

$$POETB(i,h)$$

Precio de la oferta de energía terciaria a bajar para la unidad *i* en la hora *h*.

– Obligación de pago por la asignación de energía a bajar, valorada en base al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta presentada al proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$OPERUPLTROR(i,h) = ERUPLTROR(i,h) \times POUPLTRORB(i,h)$$

En donde:

$OPERUPLTROR(i,h)$
Obligación de pago para la unidad i en la hora h por redespachos a bajar del tipo $UPLTROR$

$ERUPLTRORB(i,h)$
Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo $UPLTROR$ sobre la unidad i en la hora h

$POUPLTRORB(i,h)$
Precio ofertado de recompra para la unidad i en la hora h por redespachos a bajar del tipo $UPLTROR$

• Obligación de pago por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo, establecida en base a una valoración de las energías redespachadas al 70% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario:

$$OPERUPLTRORRE(i,h) = ERUPLTRORB(i,h) \times 0.7 \times PMHMD(h)$$

En donde:

$OPERUPLTRORRE(i,h)$
Obligación de pago por las reservas de energía generadas en el vaso superior de la unidad correspondientes a redespachos de tipo $UPLTROR$ aplicados sobre la unidad i en la hora h

$ERUPLTRORB(i,h)$
Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo $UPLTROR$ de la unidad i en la hora h

$PMHMD(h)$
Precio marginal horario del mercado diario en la hora h .

$ERUPOTRORS(i,h)$
Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo $UPOTROR$ de la unidad i en la hora h

$POUPOTRORS(i,h)$
Precio ofertado correspondiente a redespachos de tipo $UPOTROR$ de la unidad i en la hora h

1.3.2.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Los redespachos de energía a bajar de tipo $UPLTROR$ programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar a una:

– Obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad igual al producto de las energías asociadas a dichos redespachos por el precio de la oferta presentada al proceso de resolución de restricciones técnicas:

$$OPERUPLTROR(i,h) = ERUPLTRORB(i,h) \times POUPLTRORB(i,h)$$

En donde:

$OPERUPLTROR(i,h)$
Obligación de pago para la unidad i en la hora h por redespachos a bajar del tipo $UPLTROR$

$ERUPLTRORB(i,h)$
Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo $UPLTROR$ sobre la unidad i en la hora h

$POUPLTRORB(i,h)$
Precio ofertado de recompra para la unidad i en la hora h por redespachos a bajar del tipo $UPLTROR$

1.3.2.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Los redespachos de energía a bajar de tipo $UPLTROR$ programados en tiempo real sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo para la resolución de restricciones técnicas, darán lugar a una obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad, compuesta de los dos términos siguientes:

1.3.3 Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas de regulación terciaria ni con ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir ó a bajar para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas de regulación terciaria, ni ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, se generará para el agente titular de la correspondiente unidad:

- Un derecho de cobro, en el caso de aplicarse un redespacho de energía a subir (UPOMER), establecido en base a una valoración de la energía asociada a dicho redespacho al 115 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

$$DCERUPOMER(i,h) = ERUPOMER(i,h) \times 1.15 \times PMHMD(h)$$

En donde:

DCERUPOMER(i,h)

Derechos de cobro para la unidad i en la hora h por redespachos a subir del tipo UPOMER

ERUPOMER(i,h)

Energía redespachada a subir por restricciones correspondiente a redespachos de tipo UPOMER sobre la unidad i en la hora h

PMHMD(h)

Precio marginal horario del mercado diario en la hora h

- Una obligación de pago, en el caso de aplicarse un redespacho de energía a bajar (UPLMER), establecida en base a una valoración de la energía asociada a dicho redespacho al 85 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

$$OPERUPLMER(i,h) = ERUPLMER(i,h) \times 0.85 \times PMHMD(h)$$

En donde:

OPERUPLMER(i,h)

Obligación de pago de la unidad i en la hora h por redespachos a bajar del tipo UPLMER

ERUPLMER(i,h)

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo UPLMER sobre la unidad i en la hora h

PMHMD(h)

Precio marginal horario del mercado diario en la hora h

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo sobre las que se aplique un redespacho de energía a bajar (UPLMER), se generará además, para el agente titular de la correspondiente unidad:

- Obligación de pago por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo, establecida en base a una valoración de las energías redespachadas al 70% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario:

$$OPERUPLMERRE(i,h) = ERUPLMERB(i,h) \times 0.7 \times PMHMD(h)$$

En donde:

OPERUPLMERRE(i,h)

Obligación de pago por las reservas de energía generadas en el vaso superior de la unidad correspondientes a redespachos de tipo UPLMER aplicados sobre la unidad i en la hora h

ERUPLTRORB(i,h)

Energía redespachada a bajar por restricciones correspondiente a redespachos de tipo UPLMER de la unidad i en la hora h

PMHMD(h)

Precio marginal horario del mercado diario en la hora h .

2. Liquidación con medidas

El OS determinará en base a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas sobre la liquidación basada en programas.

2.1 Unidades de venta de energía para las que se hayan programado en el PVP incrementos de su programa respecto al PBF por razones de seguridad del sistema (Fase 1)

Se revisarán los derechos de cobro de las unidades de venta de energía que incrementan su programa de energía en el PVP respecto al PBF por razones de seguridad del sistema (Fase 1), teniendo en cuenta los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados y que se hayan producido de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas. Se realizará de la siguiente forma:

4# En el caso de que en todos y cada uno de los periodos horarios en los que se ha visto modificado el programa PBF de la unidad para la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (Fase 1), la energía real medida para la unidad sea igual o superior a la energía para ella programada en el PVP por criterios de seguridad (Fase 1):

4# Se mantendrán sin variación los derechos de cobro establecidos en la liquidación basada en programas.

4# En caso contrario:

4# Se mantendrán sin variación los derechos de cobro establecidos en la liquidación basada en programas, y se establecerá una obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad por la energía incumplida valorada al precio medio equivalente de la energía programada para la unidad en la Fase 1 del proceso de resolución de restricciones técnicas. La energía incumplida se determinará en base a las medidas disponibles con respecto a la resultante del programa PBF más la programada para la resolución de las restricciones técnicas por criterios de seguridad (Fase 1).

2.2 Unidades de venta de energía para las que se hayan programado el acoplamiento y arranque para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Se revisarán los derechos de cobro de las unidades de venta de energía que en tiempo real hayan sido acopladas y arrancadas, teniendo en cuenta los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados y que se hayan producido de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas. Se realizará de la siguiente forma:

4# En el caso de que en todos y cada uno de los periodos horarios en los que se haya programado el acoplamiento y arranque de una unidad en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, la energía real medida para la unidad sea igual o superior a la energía para ella programada en tiempo real:

4# Se mantendrán sin variación los derechos de cobro establecidos en la liquidación basada en programas.

4# En caso contrario:

o Se mantendrán sin variación los derechos de cobro establecidos en la liquidación basada en programas, y se establecerá una obligación de pago para el agente titular de la correspondiente unidad por la energía incumplida valorada al precio medio equivalente de la energía programada en dicho proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real. La energía incumplida se determinará en base a las medidas disponibles con respecto a la energía programada para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

II. Repercusión del coste del proceso de resolución de restricciones técnicas

El operador del sistema calculará el valor total de todas las anotaciones obtenidas a partir de la liquidación de la primera y segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, así como las asociadas al proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, al objeto de determinar la asignación de los costes debidos a las modificaciones de programa realizadas en cada una de las fases.

4# El sobre coste (SCRTPBF) del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF se calculará sumando los derechos de cobro correspondientes a las unidades de venta que incrementan la energía programada en el PBF y de las unidades de adquisición que reducen la energía programada en el PBF para la resolución de las restricciones técnicas, así como las obligaciones de pago de las unidades de venta que reducen su programa y de las unidades de adquisición que incrementan su programa, además de las rectificaciones de las anulaciones en cuenta del mercado diario que se hayan realizado en este proceso.

4# El sobre coste (SCRTRR) del proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real se calculará sumando los derechos de cobro correspondientes a las unidades de venta que incrementan la energía programada en n tiempo real, y de las unidades de adquisición que reducen la energía programada en tiempo real para la resolución de las restricciones técnicas, así como las obligaciones de pago de las unidades de venta que reducen su programa y de las unidades de adquisición que incrementan su programa.

Los costes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas serán asignados a los titulares de todas las unidades de adquisición, con la excepción de las unidades de adquisición de bombeo y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español, que están exceptuadas de la asignación de este coste.