

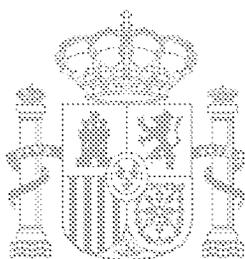
BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

AÑO CCCXLVI • MARTES 30 DE MAYO DE 2006 • SUPLEMENTO DEL NÚMERO 128

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

- 9521** *RESOLUCIÓN de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos Procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.*

ANEXO



MINISTERIO
DE LA PRESIDENCIA

A N E X O

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

P.O. 14.1.

P.O. 14.1 CONDICIONES GENERALES DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales del proceso de liquidación de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema, de la garantía de potencia y de los intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado. Los servicios de ajuste del sistema incluyen la resolución de las restricciones técnicas, los servicios complementarios y la gestión de los desvíos.

El proceso de liquidación comprende las siguientes actividades:

- Admisión, suspensión y baja de la participación de sujetos en el mercado de producción
- Obtención y actualización de los datos estructurales de los sujetos del mercado
- Cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago
- Registro de las anotaciones en cuenta
- Expedición de facturas, cobros y pagos
- Cálculo y gestión de las garantías de pago

El Operador del Sistema llevará a cabo las actividades del proceso de liquidación conforme a la normativa vigente y a lo establecido en los procedimientos de operación, en particular en los siguientes:

PO 14.1	Condiciones generales del proceso de liquidación
PO 14.2	Admisión de sujetos en el mercado y datos requeridos para su participación
PO 14.3	Garantías de pago
PO 14.4	Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema
PO 14.5	Derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia
PO 14.6	Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado
PO 14.7	Expedición de facturas, cobros y pagos

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento de operación es de aplicación a los Sujetos del Mercado de Producción y al Operador del Sistema.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Mercado en lo referente a la admisión, suspensión o baja de Agentes del Mercado Diario como consecuencia respectivamente de la admisión, suspensión o baja de Sujetos del Mercado.

3. CONDICIONES DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN

3.1 Admisión para participar en el mercado

Para poder participar como sujeto del mercado de producción, los sujetos a que se refiere el apartado 1 del artículo 3 del Real Decreto 2019/1997, o sus representantes autorizados a tal efecto, deberán observar los requisitos y procedimientos establecidos en el PO 14.2 "Admisión de sujetos en el mercado y datos requeridos para su participación".

3.2 Cambios durante la participación

Los Sujetos del Mercado, o sus representantes autorizados, deberán comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en los datos requeridos para su participación en el mercado conforme a lo establecido en el PO 14.2.

El Sujeto del Mercado no podrá transferir a un tercero sus derechos y obligaciones como Sujeto del Mercado sin conocimiento del Operador del Sistema. En caso de cambio de la entidad legal del Sujeto del Mercado como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, el Sujeto del Mercado estará obligado a comunicar al Operador del Sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

El Sujeto del Mercado que actúe como representante de otros sujetos del mercado no podrá transferir su representación a otro Sujeto del Mercado. En caso de cambio de la entidad legal del Sujeto Representante como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, el Sujeto Representante estará obligado a comunicar al Operador del Sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

3.3 Suspensión de la participación

Desde el inicio de su participación en el mercado, el Sujeto del Mercado deberá cumplir en todo momento los requisitos de admisión; en caso de incumplimiento de alguno de ellos, el Operador del Sistema suspenderá provisionalmente la participación del sujeto en el mercado de producción hasta que se restablezcan las condiciones incumplidas, comunicando al

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de la Energía las causas de la suspensión provisional.

El incumplimiento de la obligación de pago o del deber de prestación de las garantías requeridas en cada momento será causa de suspensión provisional de acuerdo con lo establecido en los PO 14.7 y 14.3.

El incumplimiento de las obligaciones de información al Operador del Sistema de los datos necesarios para su participación en el mercado podrá ser causa de suspensión provisional cuando de dicho incumplimiento se deriven o puedan derivarse errores o perjuicios en el proceso de liquidación.

El Operador del Sistema procederá igualmente a la suspensión temporal o definitiva de la participación del Sujeto del Mercado en cumplimiento de las resoluciones que adopte el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

La suspensión del Sujeto del Mercado supondrá de forma automática la suspensión del mismo como Agente del Mercado Diario; a tal efecto, el Operador del Sistema comunicará la suspensión y los motivos de la misma al Operador del Mercado.

En todo caso, la suspensión, sea del tipo que sea, no eximirá al Sujeto del Mercado del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el mercado de producción.

La suspensión de un Sujeto Representante o de un Sujeto Representado supondrá automáticamente la suspensión de la representación durante el periodo de suspensión.

El Encargado de la Lectura de un punto frontera no podrá asignar la medida a un Sujeto del Mercado que esté suspendido de su participación en el mercado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3.4 Baja de la participación

El Sujeto del Mercado, o su representante autorizado a tal efecto, podrá solicitar la baja de su participación en el mercado de producción. A tal efecto, cumplimentará y remitirá al Operador del Sistema la Solicitud de Baja de Participación según el modelo que será facilitado por el Operador del Sistema.

Si un mismo Sujeto de Mercado participa realizando distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de baja de forma separada para cada actividad.

El Sujeto del Mercado deberá notificar en la solicitud la fecha en la que desea finalizar su participación en el mercado.

La baja del Sujeto del Mercado supondrá de forma automática la baja del mismo como Agente del Mercado Diario, a tal efecto el Operador del Sistema comunicará la baja al Operador del Mercado.

En todo caso, la baja no eximirá al Sujeto del Mercado del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el mercado de producción.

El Encargado de la Lectura de un punto frontera no podrá asignar la medida a un Sujeto del Mercado que esté dado de baja de su participación en el mercado.

3.5 Confidencialidad

La información sobre las anotaciones en cuenta de cada Sujeto del Mercado será confidencial para el resto de sujetos. El Operador del Sistema podrá publicar información agregada de todos los Sujetos, o de agrupaciones de ellos, sin necesidad de consentimiento de los Sujetos del Mercado cuya información sea objeto de la agregación.

Los datos relativos a la actividad en el mercado del Sujeto del Mercado que sean requeridos al Operador del Sistema por la Comisión Nacional de Energía y por los organismos competentes de la Administración serán facilitados sin necesidad de consentimiento del Sujeto de Mercado.

En caso de que el Operador del Sistema habilite a un tercero para realizar las actividades que le autorice la normativa vigente, comunicará al Tercero Autorizado los datos del Sujeto del Mercado que resulten necesarios para realizar sus actividades sin necesidad de consentimiento del Sujeto del Mercado. El Tercero Autorizado comunicará al Operador del Sistema la información que éste le requiera sobre la actuación del Sujeto del Mercado en las actividades que desempeñe el Tercero Autorizado sin necesidad de consentimiento del Sujeto del Mercado.

Los datos del Sujeto del Mercado no podrán ser revelados a otros terceros, diferentes de los anteriormente indicados, sin el consentimiento expreso del Sujeto del Mercado excepto en lo dispuesto en la normativa del mercado de producción referente a la información de carácter público, en cuyo caso la información se hará pública de acuerdo con la normativa vigente sin necesidad de consentimiento expreso del Sujeto del Mercado.

3.6 Comunicaciones

Las comunicaciones se realizarán a las personas y direcciones que figuren en la Base de datos de Sujetos del Mercado a través de los medios y formatos que para cada actividad del proceso de liquidación determine el Operador del Sistema. En caso de indisponibilidad de los medios habituales, el Operador del Sistema indicará los medios alternativos.

A efectos del cómputo de los plazos establecidos con relación a las comunicaciones entre el Sujeto del Mercado y el Operador del Sistema, se considerará como fecha de comunicación el día hábil en que se reciba la comunicación o, en su caso, el primer día hábil siguiente a la fecha de

recepción de la comunicación. Las comunicaciones recibidas a partir de las 15:00 se considerarán como recibidas el siguiente día hábil.

3.7 Reclamaciones

Los Sujetos del Mercado, o sus representantes autorizados, podrán presentar reclamaciones a las anotaciones en su cuenta en los plazos establecidos en el calendario del proceso de liquidación. Las reclamaciones se presentarán utilizando los medios establecidos por el Operador del Sistema.

El Sujeto del Mercado podrá establecer el carácter confidencial o público de la reclamación presentada, pudiendo cambiar en cualquier momento del proceso de resolución de la reclamación dicho carácter. Las reclamaciones públicas serán puestas a disposición del resto de Sujetos del Mercado.

El Operador del Sistema dispondrá de tres días hábiles para comunicar al sujeto que presenta la reclamación la resolución de la misma..

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como estimada quedará cerrada y entendida la conformidad del sujeto que la presentó.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como desestimada, el Sujeto del Mercado dispondrá de tres días hábiles para aportar información adicional sobre la misma. En este caso, el Operador del Sistema dispondrá de tres días hábiles para comunicar la resolución final de la reclamación al Sujeto del Mercado que la presentó. En ambos casos se podrá disponer de un mayor plazo previa justificación...

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

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional undécima, tercero, apartado 2, función segunda de la Ley 34/1998 de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos y en la Disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

3.8 Régimen del proceso de liquidación

El Operador del Sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los Sujetos del Mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de los procedimientos de operación y de los sistemas informáticos y de comunicación del Operador del Sistema. Tampoco responderá el Operador del Sistema de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de

fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción de energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

El Operador del Sistema podrá elaborar guías para la eficaz utilización por los sujetos del mercado de los sistemas informáticos que requiera el proceso de liquidación y de la información puesta a su disposición a través de dichos sistemas.

4. SUJETO DE LIQUIDACIÓN

Los Sujetos del Mercado concretarán sus actuaciones en el mercado de producción ante el Operador del Sistema mediante unidades de programación según se establece en el PO 3.1. La unidad de programación será la unidad de asignación de las medidas de cada punto frontera que debe realizar el Encargado de la Lectura.

La unidad de programación será la unidad elemental para la anotación de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del Operador del Sistema. Asimismo, la zona de regulación será la unidad elemental para la anotación de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago correspondientes a la regulación secundaria y a los desvíos de la zona.

Cada unidad de programación y cada zona de regulación estarán asignadas en cada momento a un único Sujeto del Mercado como responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de las anotaciones en su cuenta de la unidad. Dicho Sujeto del Mercado recibirá el nombre de Sujeto de Liquidación de la unidad. Todas las anotaciones derivadas de la participación en el mercado de la unidad de programación se realizarán en la cuenta del Sujeto de Liquidación.

El Sujeto de Liquidación, o su representante autorizado, será el único autorizado a conocer sus anotaciones en cuenta y a presentar reclamaciones sobre las cuantías anotadas.

El Sujeto de Liquidación de cada unidad dependerá de la modalidad de participación de cada unidad de programación en el mercado de producción que podrá ser una de las siguientes:

- A través del Sujeto del Mercado Propietario de la unidad. Se entenderá por Sujeto Propietario al titular de la propiedad o, en su caso, el poseedor de los derechos de explotación de las instalaciones de producción de la unidad de programación
- A través del Sujeto del Mercado Comercializador de la unidad.
- A través del Sujeto del Mercado Representante de la unidad.

En cada momento, un Sujeto del Mercado solamente podrá acreditar a un único Sujeto Representante por cada unidad de programación. Las modalidades de representación podrán ser:

1. Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena. En este caso, el Sujeto Representado será el único obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, el único con derecho al cobro de la misma. El Sujeto Representado deberá prestar las garantías que se le requiera por ser la entidad que comporta la condición de deudor y, como tal, el único obligado al pago de la deuda devengada en la liquidación.

2. Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio pero por cuenta ajena. En este caso, el Sujeto Representante será el sujeto obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, con derecho al cobro de la misma. Será también deudor o acreedor el Sujeto Representado. La garantía podrá prestarla, bien el propio Sujeto Representante, bien el Sujeto Representado. Se considerará siempre al representante como el titular de las garantías a todos los efectos, y específicamente en el caso de ejecución de la garantía en caso de incumplimiento del representante

En todo caso, el Sujeto Representante será interlocutor del Operador del Sistema en todas las comunicaciones relativas a los Sujetos Representados, excepto en lo relativo a cambios de la representación.

El Sujeto de Liquidación de cada unidad de programación será el Sujeto Propietario de la misma excepto en los casos siguientes:

- a. El Sujeto de Liquidación será el Sujeto Representante de las unidades de programación de los Sujetos Representados que le hayan otorgado poder de representación para actuar en nombre propio y por cuenta ajena.
- b. El Sujeto de Liquidación será el Sujeto Comercializador de las unidades de programación cuya energía comercialice en exclusiva como comprador o como vendedor.
- c. El Sujeto de Liquidación será el Sujeto Comercializador que se responsabilice de la gestión de la unidad de programación frente al Operador del Sistema cuando existan varios sujetos que comercializan simultáneamente la energía de una misma unidad de programación que no participa en el mercado a través de su Sujeto Propietario o de un Sujeto Representante. La comunicación de dicho sujeto responsable de la gestión se realizará de acuerdo con lo establecido en el PO 14.2. De no mediar dicha comunicación, el Sujeto de Liquidación será el Sujeto Comercializador con mayor antigüedad como Sujeto de Mercado. Dicho sujeto deberá satisfacer a los otros Sujetos Comercializadores los cobros y pagos que correspondan según el método de asignación libremente pactado entre las partes o, en su caso, el que corresponda según la normativa vigente.

- d. En el caso de que la Unidad de Programación sea de propiedad compartida y participe en el mercado a través de sus copropietarios o de representación directa, se considerará a todos los efectos como "único Sujeto de Liquidación" a cada uno de los copropietarios en la proporción que corresponda a su porcentaje de propiedad. En los Procedimientos de Operación de Liquidaciones se entenderá por unidades de propiedad compartida a las constituidas como Agrupación de Interés Económico (AIE).

El Sujeto de Liquidación de cada zona de regulación será el Sujeto Propietario de la misma.

En todo caso, si una unidad de programación o la zona de regulación integran instalaciones de producción de distintos propietarios en una situación distinta del caso de propiedad compartida, el Sujeto de Liquidación deberá satisfacer los cobros y pagos que correspondan a la citada unidad de programación. El método de asignación de los cobros y pagos que correspondan a los propietarios de cada Instalación de Producción será el que libremente hayan pactado entre ellos o el que, en su caso, corresponda según la normativa vigente si parte de la producción es a tarifa.

En todo caso, si una unidad de programación participa en uno o varios contratos bilaterales, todos los derechos de cobro y las obligaciones de pago se anotarán en la cuenta del Sujeto de Liquidación de la unidad de programación. Dicho Sujeto de Liquidación deberá satisfacer a los distintos contratantes los cobros y pagos que correspondan a cada parte en cada contrato. El método de asignación de los pagos correspondientes a cada parte en cada contrato, o a la parte correspondiente a transacciones del mercado organizado, será el que libremente hayan pactado entre las partes.

En el caso de que el Sujeto de Liquidación de una unidad de programación de Producción no sea el mismo durante un mes natural, el derecho de cobro mensual por garantía de potencia de la unidad será asignado a cada Sujeto de Liquidación proporcionalmente al número de días en los que ha sido Sujeto de Liquidación de la unidad en el mes..

A efectos de las comunicaciones de asignación de medidas al concentrador principal, el Encargado de la Lectura asignará cada punto frontera de cliente en cada periodo de programación nominando a una única unidad de programación según la siguiente precedencia:

1. La unidad de programación del Consumidor Cualificado si el Consumidor Cualificado es Sujeto de Mercado o, en su caso, lo es su representante.
2. La unidad de programación del Sujeto Comercializador con el cual el cliente haya contratado en exclusiva el suministro en el punto frontera en el periodo de programación.
3. Si existen varios comercializadores contratados para el mismo punto frontera para el mismo periodo de programación, nominará a la unidad de programación del Sujeto Comercializador que designe el cliente al Encargado de la Lectura o en su defecto al Sujeto Comercializador responsable de los pagos de la tarifa de acceso o, en su defecto,

nominará a la unidad de programación del Sujeto Comercializador con mayor antigüedad como Sujeto de Mercado.

Si en un mismo punto frontera de cliente existe suministro de energía de mercado y de tarifa durante el mismo periodo de programación, el Encargado de la Lectura comunicará al concentrador principal solamente la parte de la medida que corresponda a suministro de mercado.

En todo caso, el Sujeto de Liquidación de la unidad de programación nominada por el Encargado de la Lectura en un punto frontera de cliente y de cuya medida participen económicamente otros Sujetos de Mercado en el mismo periodo de programación, deberá satisfacer a dichos sujetos los cobros y pagos que correspondan según el método de asignación de los mismos libremente pactado entre las partes o, en su caso, el que corresponda normativamente.

5. REGISTRO DE ANOTACIONES EN CUENTA

En virtud de lo dispuesto en el artículo 25 del Real Decreto 2019/1997, el Operador del Sistema tendrá un Registro de Anotaciones en Cuenta donde llevará a cabo una anotación en la cuenta del Sujeto de Liquidación correspondiente a cada uno de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de cada unidad de programación y zona de regulación en cada periodo de programación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta contendrá, como mínimo, la siguiente información sobre cada transacción anotada:

- Fecha de la transacción.
- Periodo horario de programación.
- Segmento de mercado de la anotación: tipo servicio de ajuste, garantía de potencia, otros.
- Identificación como derecho de cobro o como obligación de pago.
- Código que identifica la anotación de manera que permita al Sujeto de Liquidación determinar de manera inequívoca la fórmula de cálculo que se ha aplicado en la anotación.
- Código de la unidad de programación o de la zona de regulación.
- En su caso, número de contrato bilateral de la unidad de programación.
- Energía o potencia que se valora en MWh o MW respectivamente con la precisión que se establezca en el procedimiento de operación donde se determina el procedimiento de asignación de la energía o potencia. En el caso de anotaciones que sean resultado de reparto de costes o de valoraciones adicionales, se indicará el valor de la magnitud que ha servido para establecer la cuota de reparto o la valoración adicional.
- Sentido de la energía anotada para el cálculo de los desvíos.
- Precio en euros por MWh o en euros por MW.
- Cuantía anotada, en euros con dos decimales.
- Sujeto de Liquidación.
- Sujeto Representado, si el Sujeto de Liquidación es el Sujeto Representante.

- Número de facturación en la que factura la anotación según el calendario de liquidación.
- Fecha y hora de registro de la anotación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta de cada Sujeto de Liquidación será puesto a disposición del mismo, o de su representante autorizado, en los términos y plazos descritos en el calendario del proceso de liquidación.

6. CALENDARIO DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN

Para cada mes M tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación:

- En el mes M, la Liquidación Inicial Provisional Primera.
- En el mes M+1, la Liquidación Inicial Provisional Segunda.
- En el mes M+3, la Liquidación Intermedia Provisional.
- En el mes siguiente al cierre provisional de medidas, la Liquidación Final Provisional.
- En el mes siguiente al cierre definitivo de medidas, la Liquidación Final Definitiva.

Las medidas a considerar en cada liquidación serán las que se indican en los apartados siguientes. En caso de ausencia de medidas se aplicará lo dispuesto en el Procedimiento de Operación 14.4.

Los cobros y pagos de la Liquidación Intermedia Provisional, de la Liquidación Final Provisional y de la Liquidación Final Definitiva que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha.

En el caso de que las liquidaciones mensuales recojan nuevas informaciones sobre programas o precios no incluidos en las liquidaciones anteriores, el Operador del Sistema lo comunicará a los Sujetos de Liquidación.

En cada liquidación el Operador del Sistema declarará como definitivas las anotaciones cuyas cuantías no estén afectadas por información pendiente de publicar o por reclamaciones pendientes de resolver o pendientes de considerar. El resto de anotaciones, en su caso, se declararán como facturadas provisionalmente a cuenta.

Si con posterioridad a la expedición de facturas de una liquidación apareciera una nueva información o cualquier otra circunstancia que afectara a las cuantías de anotaciones facturadas como definitivas, el Operador del Sistema revisará la calificación de las mismas que pasarán a ser facturadas como provisionales a cuenta comunicándolo a los Sujetos de Liquidación.

Las anotaciones facturadas como definitivas o como provisionales en cada una de las liquidaciones permanecerán en el Registro de Anotaciones en Cuenta como mínimo el tiempo fijado en la legislación sobre la conservación de facturas, no siendo suprimidas por liquidaciones posteriores.

6.1 Liquidación Inicial Provisional

En el momento en que entre en vigor este procedimiento de operación, la Liquidación Inicial Provisional de un mes natural se realizará en las dos fases quincenales siguientes:

- Liquidación Inicial Provisional Primera de los días 1 al 15, que dará lugar a una facturación.
- Liquidación Inicial Provisional Segunda del mes completo, que dará lugar a una facturación por diferencias respecto a la Liquidación Inicial Provisional Primera.

La Liquidación Inicial Provisional Segunda incluirá las nuevas informaciones de la primera quincena que pudieran estar disponibles tras la facturación de la Liquidación Inicial Provisional Primera.

A partir de los seis meses de la entrada en vigor de este procedimiento de operación, el Operador del Sistema podrá establecer un proceso de Liquidación Inicial Provisional con horizonte semanal, diario o cualquier otro. El Operador del Sistema comunicará a los Sujetos del Mercado, con tres meses de antelación, el calendario de liquidación adaptado al nuevo horizonte.

En la Liquidación Inicial Provisional solamente se tendrán en cuenta medidas procedentes de equipos de medida de interconexiones internacionales, de instalaciones de producción y de consumo de bombeo que cumplan los requisitos de los PO 10.1 y 10.2.

La secuencia de operaciones de la Liquidación Inicial Provisional será la siguiente:

- Segundo día hábil posterior al día D del mes M

El Operador del Sistema calculará y anotará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes al día D con la información disponible. Se calcularán y anotarán igualmente los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a los días del mes M anteriores al día D con la nueva información disponible sobre dichos días.

El Operador del Sistema pondrá a disposición de cada Sujeto de Liquidación el Registro de Anotaciones en su Cuenta mediante copia electrónica del mismo y junto con la información imprescindible para que el Sujeto de Liquidación pueda comprobar las cuantías anotadas, respetando la normativa vigente de confidencialidad.

Quedará abierto el plazo de reclamaciones sobre las cuantías anotadas u omitidas en el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondientes a los días del mes M hasta el día D, permaneciendo dicho plazo abierto hasta el día de cierre de reclamaciones de la Liquidación Final Definitiva del mes M..

En el caso de que los cálculos de días anteriores al día D recojan nuevas informaciones sobre programas o precios, el Operador del Sistema lo comunicará a los Sujetos de Liquidación junto con el cálculo del día D.

- Segundo día hábil posterior al día 15 del mes M

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

- Quinto día hábil posterior al día 15 del mes M

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

- Sexto día hábil posterior al día 15 del mes M

El Operador del Sistema expedirá las facturas correspondientes a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo de cada Sujeto de Liquidación.

- Noveno día hábil posterior al día 15 del mes M

Se realizarán los pagos de los Sujetos de Liquidación deudores al Operador del Sistema y los pagos del Operador del Sistema a los Sujetos de Liquidación acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

- Tercer día hábil posterior al último día del mes M

Antes de las 15:00, se realizará la última publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

- Primer día hábil posterior a sexto día natural del mes M+1

En caso de disponer de nueva información respecto a la utilizada para la publicación del tercer día hábil, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago con la nueva información disponible hasta las 10:00.

Independientemente de que el cálculo de medida en punto frontera del Concentrador Principal se efectúe el quinto día hábil del mes siguiente con todas las prelacións existentes, dichos valores de energía no se utilizarán para realizar la Liquidación Inicial Provisional si no proceden de equipos registradores que cumplan los procedimientos del reglamento de puntos de medida y hayan enviado sus medidas de acuerdo con los mismos.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

En el caso de que los cálculos recojan nuevas informaciones sobre programas o precios del mes, el Operador del Sistema lo comunicará a los Sujetos del Mercado.

Se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes M para la facturación del mes M.

Se cerrará el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con el fin de proceder a la primera expedición de facturas del mes completo.

- Segundo día hábil posterior a sexto día natural del mes M+1

El Operador del Sistema expedirá las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo a cada Sujeto de Liquidación.

- Quinto día hábil posterior a sexto día natural del mes M+1

Se realizarán los pagos de los Sujetos de Liquidación deudores al Operador del Sistema y los pagos del Operador del Sistema a los Sujetos de Liquidación acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

6.2 Liquidación Intermedia Provisional

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes M+3, con el fin de realizar la Liquidación Intermedia Provisional.

En la Liquidación Intermedia Provisional del mes M se tendrán en cuenta medidas procedentes de equipos de medida de interconexiones internacionales, de instalaciones de producción y de consumo de bombeo

que cumplan los requisitos de los procedimientos de operación 10.1 y 10.2 y medidas estimadas por el Operador del Sistema como consecuencia de de incidencias resueltas por el Operador del Sistema a solicitud de los Sujetos del Mercado.

El Operador del Sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Intermedia Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Segunda. El Operador del Sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada Sujeto de Liquidación.

6.3 Liquidación Final Provisional

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre provisional de medidas del mes M.

El Operador del Sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Segunda. El Operador del Sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada Sujeto de Liquidación.

6.4 Liquidación Final Definitiva

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre definitivo de medidas del mes M tras la resolución de objeciones.

El Operador del Sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Definitiva respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Segunda. El Operador del Sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada Sujeto de Liquidación.

Una vez que se hayan resuelto las reclamaciones pendientes, el Operador del Sistema declarará todas las anotaciones en cuenta como definitivas y cerrará definitivamente el Registro de Anotaciones en Cuenta para dicho mes M. No se realizarán nuevas liquidaciones del mes M aunque aparezcan nuevas informaciones con posterioridad al cierre de la Liquidación Final Definitiva salvo lo establecido en el apartado 6.5.2; en particular no se realizarán nuevas liquidaciones por resoluciones de potencia neta instalada cuya fecha de inicio de aplicación se encuentre dentro del periodo correspondiente a Liquidaciones Finales cerradas.

6.5 Liquidación Excepcional

6.5.1 Liquidación Excepcional por suspensión de un Sujeto de Liquidación

Si un Sujeto de Liquidación queda suspendido temporal o definitivamente de su participación en el mercado por incumplimiento de su obligación de pago, por no prestar sus garantías de pago, por estar incurso en un procedimiento concursal, o por cualquier causa análoga, el Operador del Sistema podrá realizar una Liquidación Excepcional para proceder al cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta del Sujeto correspondientes a todos los meses pendientes con la mayor prontitud posible. A tal efecto, el Operador del Sistema podrá establecer un mecanismo excepcional para proceder al cierre definitivo de las medidas correspondientes al Sujeto. El Operador del Sistema justificará dicho mecanismo ante los sujetos afectados y la Comisión Nacional de Energía

6.5.2 Liquidación Excepcional Post-Final por error material

Si tras el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M, el Operador del Sistema detecta un error material en el proceso de la liquidación de dicho mes, se realizará una Liquidación Excepcional Post-Final corrigiendo el error material siempre que el error material sea de tal naturaleza que no podía haber sido detectado por ningún Sujeto de Liquidación, que el total de las cuantías anotadas afectadas sea superior a la milésima parte del total de las cuantías anotadas del mes M y que no haya transcurrido un año desde el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M. En caso de realizarse esta Liquidación Excepcional Post-Final, se utilizaría la información disponible aparecida con posterioridad al cierre de la Liquidación Final.

6.5.3 Liquidación Excepcional por otros motivos

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión, por fuerza mayor u otra causa justificada, no sea posible realizar una liquidación en los plazos o con los criterios previstos en los procedimientos de operación, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas, retrasando la liquidación o estableciendo criterios transitorios para una liquidación excepcional. El Operador del Sistema justificará sus actuaciones a posteriori ante los sujetos afectados y la Comisión Nacional de Energía. En el caso de realizarse una liquidación excepcional con criterios transitorios, la liquidación normal, con los criterios previstos en los procedimientos de operación, se realizará tan pronto como se solucionen las causas que justificaron la excepcionalidad.

6.6 Días inhábiles y festivos de ámbito nacional

A efectos del proceso de liquidación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre, el 31 de diciembre, y los que, hasta un máximo de dos días anuales, determine el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días inhábiles que no sean sábados ni domingos.

A efectos del cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago en los que corresponda su aplicación, el Operador del Sistema pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días festivos de ámbito nacional a los que se refiere el artículo 8.3.1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

P.O. 14.2 ADMISIÓN DE SUJETOS EN EL MERCADO Y DATOS NECESARIOS DURANTE SU PARTICIPACIÓN

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento de operación es establecer el proceso para la admisión de sujetos en el mercado de producción de energía eléctrica y determinar los datos de los Sujetos del Mercado que son necesarios para su participación en el mercado de producción y, en particular, en el proceso de liquidación. El Operador del Sistema gestionará la base de datos de los Sujetos del Mercado. Este procedimiento establece los mecanismos para la comunicación al Operador del Sistema de cualquier cambio en dichos datos para mantener debidamente actualizada la base de datos estructurales de los Sujetos del Mercado.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento de operación es de aplicación a los Sujetos del Mercado de Producción y al Operador del Sistema.

3. ADMISIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE SUJETOS EN EL MERCADO.

3.1 Solicitud de participación en el mercado de producción.

Para poder participar en el mercado de producción como Sujeto del Mercado, los sujetos a que se refiere el apartado 1 del artículo 3 del Real Decreto 2019/1997, o sus representantes autorizados a tal efecto, deberán cumplimentar y remitir al Operador del Sistema la Solicitud de Participación según el modelo que será facilitado por el Operador del Sistema. La solicitud deberá ir acompañada de los documentos siguientes:

- a. Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud con relación a la entidad que presenta la solicitud.
- b. En su caso, acreditación de que el solicitante es propietario de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.
- c. En su caso, acreditación de que el solicitante está inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.
- d. Documentación con la información que resulte necesaria para las actividades del proceso de liquidación conforme a lo dispuesto en este Procedimiento de Operación.
- e. Documento acreditativo de la disposición de una cuenta bancaria que cumpla las condiciones establecidas en el Procedimiento de Operación 14.7 "Expedición de facturas, cobros y pagos".

- f. Cualquier otra documentación exigible conforme a las leyes y reglamentos aplicables, especialmente la relativa a autorizaciones administrativas y a inscripciones en los Registros Administrativos que sean necesarias.

Si un mismo Sujeto de Mercado desea participar realizando distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de forma separada para cada actividad.

El Sujeto del Mercado que solicite participar como representante (Sujeto Representante) de otro Sujeto del Mercado (Sujeto Representado) deberá, adicionalmente, cumplimentar y remitir al Operador del Sistema la Solicitud de Participación como Representante según el modelo que será facilitado por el Operador del Sistema. Esta solicitud deberá realizarse por cada nuevo Sujeto Representado y deberá ir acompañada del correspondiente poder notarial de representación otorgado por el Sujeto Representado de manera que pueda ser acreditado fehacientemente ante el Operador del Sistema. El poder deberá indicar explícitamente bajo cuál de las dos modalidades de representación, establecidas en el P.O. 14.1, se le otorga la representación.

La admisión de un nuevo Sujeto Representante por el Operador del Sistema supondrá automáticamente la revocación de la representación del anterior Sujeto Representante. El Sujeto Representado será el responsable de comunicar al anterior Sujeto Representante el cambio de situación y asumirá los perjuicios causados por el incumplimiento de este deber de información.

El Sujeto del Mercado deberá indicar en la solicitud la fecha en la que desea iniciar su participación o, en su caso, cada representación. La participación y, en su caso, cada representación, no podrá iniciarse antes de cinco días hábiles después de la fecha de recepción en el Operador del Sistema de la solicitud correspondiente debidamente cumplimentada y acompañada de los documentos requeridos.

3.2 Proceso de admisión de la solicitud

Una vez que el Operador del Sistema haya recibido la Solicitud de Participación, calculará las garantías iniciales que deberá prestar el solicitante para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación. El Operador del Sistema comunicará al solicitante la cuantía requerida.

El proceso de admisión finalizará cuando se cumplan los requisitos siguientes:

1. La Solicitud de Participación está debidamente cumplimentada, se han presentado los documentos requeridos y éstos son válidos.
2. El solicitante ha prestado ante el Operador del Sistema las garantías por la cuantía requerida y de forma válida conforme a lo dispuesto en el procedimiento de operación 14.3 "Garantías de pago".
3. El solicitante ha acreditado la capacidad técnica necesaria para enviar y recibir información a través de los sistemas informáticos del Operador del

Sistema y, en su caso, del Tercero Autorizado. En particular, el solicitante ha acreditado ante el Operador del Sistema que dispone de los medios técnicos necesarios y homologados para realizar las comunicaciones electrónicas y el acceso a los sistemas informáticos que requiera su participación en los procesos del Operador del Sistema que podrá establecer, a tal efecto, un proceso de pruebas que deberá superar el solicitante.

Una vez verificado el cumplimiento de los requisitos de admisión, el Operador del Sistema proporcionará la siguiente información al solicitante:

- a. El código de identificación del Sujeto del Mercado para las comunicaciones con el Operador del Sistema.
- b. El código de cada unidad de programación con la que deberán nominarse los resultados de la participación del Sujeto en el mercado de producción a efectos de la representación de dicha participación en los programas descritos en el Procedimiento de Operación 3.1, del registro de las anotaciones en cuenta de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivadas de dicha participación y de asignación de las medidas de cada punto frontera que debe realizar el Encargado de la Lectura.
- c. La fecha efectiva de inicio de la participación del sujeto en el mercado, entendiéndose por tal el primer día natural en cuyos periodos de programación podrá participar el Sujeto.
- d. En su caso, la fecha efectiva de inicio de cada representación, entendiéndose por tal el primer día natural en cuyos periodos de programación podrá participar el Sujeto Representante en calidad de tal.
- e. Cualquier otra información que resulte necesaria para la participación del Sujeto en el mercado de producción.

El Operador del Sistema gestionará una base de datos de los Sujetos del Mercado donde figurará la fecha de inicio de la participación de cada sujeto y, en su caso, las fechas de suspensión o de baja. En dicha base de datos figurarán también los datos estructurales necesarios para la participación de cada sujeto en el mercado de producción y, en particular, en el proceso de liquidación. El contenido de la base de datos se establece en los siguientes apartados de este procedimiento de operación. La base de datos de Sujetos del Mercado estará a disposición del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de la Energía. La relación de unidades de programación y de Sujetos del Mercado será pública.

4. CRITERIOS GENERALES DE LOS DATOS ESTRUCTURALES

La relación de datos estructurales que se establece en los apartados siguientes podrá ser ampliada o reducida si lo exigiera la participación de los Sujetos en el mercado de producción, la participación de los sujetos en el proceso de liquidación, la normativa vigente o el funcionamiento eficaz del proceso de liquidación.

Los Sujetos del Mercado deberán comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en los datos descritos en este procedimiento de operación

que se produzca durante su permanencia como Sujeto del Mercado participante en el mercado de producción. El procedimiento de comunicación y aceptación de cambios en dichos datos se realizará conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

El inicio de aplicación de un dato será las 00:00 horas del primer día natural en el que el dato es de aplicación. El fin de la aplicación de un dato será las 24:00 horas del último día natural completo en que el dato es de aplicación.

No se registrarán cambios en mitad de un día; las partes afectadas deberán establecer un acuerdo económico libremente pactado entre ellas para regularizar las consecuencias económicas de los cambios dentro del día.

El Operador del Sistema pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado los modelos de Notificación de Cambios de los datos de los sujetos que deberán ir acompañados, en su caso, de la documentación requerida.

El Operador del Sistema determinará los medios para notificar los cambios de los datos. Estos medios, que podrán ser electrónicos, serán de utilización obligatoria por los Sujetos del Mercado.

Las notificaciones de altas, bajas o cambios deberán recibirse en el Operador del Sistema con una antelación mínima de cinco días hábiles a la fecha solicitada de inicio del cambio.

En todo caso, el Operador del Sistema determinará y comunicará al solicitante del cambio la fecha efectiva del cambio una vez comprobada la validez de las notificaciones y de la documentación requerida.

Salvo comunicación expresa, los cambios se entenderán aplicables desde la fecha efectiva hasta que se comunique un nuevo cambio.

El Operador del Sistema no será responsable de comunicar los cambios a otros Sujetos afectados distintos del solicitante. Esta responsabilidad será en todo caso del Sujeto que notifica el cambio.

Los datos de la base de datos de Sujetos del Mercado correspondientes a cada Sujeto de Liquidación y utilizados en cada liquidación serán publicados de forma conjunta con la misma.

5. DATOS DE LOS SUJETOS DEL MERCADO

5.1 Datos generales

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a cada Sujeto del Mercado:

- Código de identificación fiscal.
- Código de identificación del Sujeto del Mercado para las comunicaciones con el Operador del Sistema.

- Razón o denominación social.
- Fecha de inicio de su participación en el mercado de producción.
- Fecha de fin de su participación en el mercado de producción.
- Fechas de inicio y fin de suspensiones, tipo de suspensión y motivo de la misma.
- Domicilio de la sede de actividad o establecimiento que sea relevante para la determinación del régimen de tributación correspondiente.
- Datos de las personas que tienen poder de representación legal.
- Actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica en las que está inscrito el sujeto en los Registros Administrativos.
- Nombre, teléfono, fax y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para notificar cambios en los datos del Sujeto.
- Nombre, teléfono, fax y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para realizar consultas relacionadas con las anotaciones en cuenta y para realizar reclamaciones a las mismas.
- Nombre, teléfono, fax y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para realizar consultas relacionadas con las facturas, los pagos y los cobros, y las garantías de pago.
- Datos de la cuenta bancaria para pagos y cobros.

Las direcciones de correo electrónico serán preferentemente listas de distribución gestionadas por el Sujeto, el cual podrá incluir en las listas las personas que considere oportunas, sin límite ni necesidad de comunicarlo al Operador del Sistema.

6. DATOS DE LAS UNIDADES DE PROGRAMACIÓN.

6.1 Datos generales.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a cada unidad de programación:

- Código de la unidad de programación establecida de acuerdo con el P.O. 3.1.
- Código de la unidad para información a la CNE.
- Descripción.
- Fecha de inicio de su participación en el mercado.
- Fecha de fin de su participación en el mercado.
- En su caso, fecha de inicio de operación comercial para cobro de garantía de potencia.
- En su caso, coeficiente de disponibilidad en el primer año de operación comercial para cobro de garantía de potencia.
- Resolución sobre el inicio de la operación comercial.
- Tipo de unidad: venta o adquisición.
- En su caso: Régimen Ordinario o Especial.
- En su caso: Régimen Especial a mercado o a tarifa.
- Categoría relevante para comunicaciones a la CNE: carbón autóctono, etc.
- Frontera internacional para unidades de importación y exportación.
- Clase de unidad a efectos liquidatorios que será establecida por el Operador del Sistema y puesta a disposición de los sujetos del mercado.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a cada unidad de programación de producción de bombeo puro:

- Código de la unidad de programación de producción.
- Volumen del vaso a efectos del derecho de cobro de garantía de potencia.
- Tipo de volumen: útil de almacenamiento, de doce horas a plena carga.
- Fecha de inicio de aplicación del volumen.
- Fecha de fin de aplicación del volumen.

6.2 Sujeto Propietario de la unidad de programación.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a la propiedad de cada unidad de programación:

- Código de la unidad de programación.
- Código del Sujeto del Mercado propietario de la unidad de programación.
- Fecha de inicio de la propiedad.
- Fecha de fin de la propiedad.
- Porcentaje de asignación de la unidad en régimen de propiedad compartida al sujeto propietario.
- Motivo del cambio: alta en el mercado, enajenación, fusión, baja, etcétera.

Los cambios de propiedad de un sujeto a otro serán notificados al Operador del Sistema por el sujeto propietario entrante o de forma conjunta por ambos.

6.3 Sujeto de Liquidación de la unidad de programación.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa al responsable de la liquidación de cada unidad de programación:

- Código de la unidad de programación.
- Código del Sujeto de Liquidación.
- Tipo de relación del sujeto sobre la unidad: propietario, representante en nombre propio, comercializador.
- Fecha de inicio de la asignación al Sujeto.
- Fecha de fin de la asignación al Sujeto.
- Porcentaje de asignación de la unidad en régimen de propiedad compartida al Sujeto de Liquidación.

Los cambios de Sujeto de Liquidación derivados de cambios en la representación, en su modalidad, o en el propietario de la unidad se registrarán de forma automática en la misma fecha del cambio originario.

El Sujeto propietario de la unidad podrá comunicar al Operador del Sistema la rescisión del contrato de comercialización sobre la unidad. El Sujeto Comercializador podrá comunicar al Operador del Sistema la rescisión del contrato de comercialización sobre la unidad. Cada parte estará obligada a comunicar la rescisión a la otra.

6.4 Sujeto Representante de la unidad de programación.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá, en su caso, la siguiente información relativa a la representación de la unidad de programación de un Sujeto del Mercado por un Sujeto Representante:

- Código del Sujeto Representante.
- Código de la unidad de programación.
- Modalidad de representación según PO 14.1.
- Fecha de inicio de la representación.
- Fecha de fin de la representación.
- Motivo del fin de la representación.
- Notario o fedatario, colegio y número de protocolo.
- Fecha del documento de representación.

La solicitud de alta de una representación será comunicada por el Sujeto Representante y el Sujeto Representado mediante el modelo de representación que establezca el Operador del Sistema, el cual deberá ir acompañado del poder notarial correspondiente. Salvo mención expresa, se entenderá que la representación es por un periodo indefinido.

La admisión de un Sujeto Representante para representar la unidad de un Sujeto Representado supondrá la revocación automática de las anteriores representaciones del Sujeto Representado para dicha unidad.

El Sujeto Representado podrá comunicar al Operador del Sistema la revocación de la representación para una unidad. El Sujeto Representante podrá comunicar al Operador del Sistema su renuncia a la representación. Cada parte estará obligada a comunicar la revocación o renuncia a la otra.

6.5 Zona de regulación a la que pertenece la unidad de programación.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá, en su caso, la siguiente información relativa a cada unidad de programación integrada en zona de regulación:

- Código de la unidad de programación.
- Código de la zona de regulación.
- Fecha de inicio de la integración.
- Fecha de fin de la integración.
- Porcentaje de integración de la unidad en la zona.

En todo caso, estos cambios estarán sujetos a lo establecido en los procedimientos de operación de regulación secundaria.

6.6 Unidades físicas de producción.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a cada unidad física de producción de régimen ordinario y de régimen especial que acude al mercado:

- Código de la unidad física de producción.
- Código del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.
- Potencia neta instalada a efectos del derecho de cobro de garantía de potencia.
- Fecha de inicio de aplicación de la potencia.
- Fecha de fin de aplicación de la potencia.
- Resolución sobre la determinación de la potencia neta.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a las unidades físicas que componen cada unidad de programación de producción:

- Código de la unidad física de producción.
- Código de la unidad de programación.
- Fecha de inicio de la integración.
- Fecha de fin de la integración.
- Clase de unidad física a efectos del cobro de garantía de potencia.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a la propiedad de las unidades físicas:

- Código de la unidad física de producción.
- Código del Sujeto Propietario.
- Fecha de inicio de la propiedad.
- Fecha de fin de la propiedad.
- Porcentaje de asignación de la unidad física en régimen de propiedad compartida al Sujeto Propietario.

7. DATOS DE ZONAS DE REGULACIÓN.

La base de datos de Sujetos del Mercado contendrá la siguiente información relativa a cada zona de regulación:

- Código de la zona de regulación.
- Descripción.
- Fecha de inicio de participación en el mercado.
- Fecha de fin de participación en el mercado.

Adicionalmente se dispondrá de datos sobre la propiedad de la zona o cambios en la misma:

- Código de la zona de regulación.
- Código del Sujeto propietario.
- Fecha de inicio de la propiedad.

- Fecha de fin de la propiedad.
- Porcentaje de asignación de la zona en régimen de propiedad compartida al sujeto propietario.
- Motivo del cambio: alta en el mercado, enajenación, fusión, baja, etcétera.

P.O. 14.3.

P.O. 14.3 GARANTÍAS DE PAGO

1. OBJETO.

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de la recepción y gestión de las garantías correspondientes a cualquiera de las liquidaciones establecidas en el procedimiento de operación 14.1.

El Operador del Sistema podrá habilitar a un Tercero Autorizado para que realice la gestión de garantías y asuma la función de contrapartida central, en su caso. Si se ha concedido la citada habilitación, las menciones de este Procedimiento de Operación al Operador del Sistema relativas a la recepción, gestión y determinación de garantías, se entenderán realizadas al Tercero Autorizado. El Operador del Sistema informará adecuadamente a los Sujetos del Mercado de la habilitación al Tercero Autorizado.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este procedimiento de operación es de aplicación a los Sujetos del Mercado de Producción y al Operador del Sistema.

3. CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS.

Los Sujetos del Mercado que puedan resultar deudores como consecuencia de las liquidaciones del Operador del Sistema le deberán aportar garantía suficiente para dar cobertura a sus obligaciones económicas derivadas de su participación en el mercado, de tal modo que se garantice a los Sujetos acreedores el cobro íntegro de las liquidaciones realizadas por el Operador del Sistema y en los días de pagos y cobros establecidos en el Procedimiento de Operación 14.1.

La hora límite para aportar las garantías será las 15:00 horas del último día señalado en los distintos apartados de este Procedimiento de Operación.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el Operador del Sistema por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, serán causa de suspensión de la participación del Sujeto en el mercado de producción, según se establece en el Procedimiento de Operación 14.1.

4. LIBERACIÓN DE GARANTÍAS.

El Operador del Sistema liberará la garantía que preste el Sujeto del Mercado en el momento en que éste pierda su condición de Sujeto del Mercado de Producción, siempre que haya cumplido todas sus obligaciones y haya hecho frente a todas sus deudas derivadas de su participación en el mismo o, en su caso, siempre que se haya verificado que no existen tales deudas.

5. COBERTURA DE LAS GARANTIAS.

La garantía que debe prestar cada Sujeto responderá sin limitación alguna, conforme a los establecido en el presente Procedimiento de Operación, de las obligaciones deudoras que asuma en virtud de la liquidación realizada por el Operador del Sistema.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos y recargos vigentes fueran exigibles a los Sujetos en el momento del pago por sus obligaciones deudoras por la liquidación realizada por el Operador del Sistema.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas por clientes, personas o entidades distintas de los Sujetos que actúen en el mercado de producción. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes, por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales físicos y por las liquidaciones realizadas por el Operador del Mercado.

6. TIPOS DE GARANTÍAS EXIGIDAS.

Las garantías que los Sujetos del Mercado están obligados a prestar son las siguientes:

- a. Una garantía de operación básica que se determinará por el Operador del Sistema y se concretará y revisará en función de la evolución del volumen de energía contratada en el período y de su potencia horaria máxima de compra y venta solicitada, con el fin de asegurar con carácter permanente un suficiente nivel de garantía. Esta garantía no podrá ser inferior al valor de sus posiciones deudoras máximas posibles durante un número de días que se establece en el apartado 10.
- b. Una garantía de operación adicional en el caso de que las liquidaciones practicadas al Sujeto no sean definitivas.
- c. Una garantía excepcional, exigible a los Sujetos en aquellos supuestos en que el Operador del Sistema lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de las garantías de operación básica y adicional, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto el Operador del Sistema podrá solicitar a una compañía de "rating", la calificación del riesgo del Sujeto que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía excepcional. El coste de esta calificación deberá ser asumido por el Sujeto afectado.

7. FORMALIZACIÓN DE LAS GARANTÍAS.

La constitución de las garantías deberá realizarse a favor del Operador del Sistema mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

- a. Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el Operador del Sistema. El Operador del Sistema podrá rentabilizar el efectivo existente en dicha cuenta. Los intereses devengados en esta cuenta, menos los posibles costes de la misma y menos un máximo de 0,25% que podrá conservar el Operador del Sistema en concepto de comisión de gestión, se devolverán a los Sujetos que hayan aportado los depósitos en efectivo. El Operador del Sistema realizará las retenciones oportunas de acuerdo con la legislación vigente.
- b. Aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito, que no pertenezca al grupo de la empresa avalada o afianzada, a favor del Operador del Sistema, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del aval es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al beneficiario y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o afianzado. El Operador del Sistema podrá establecer un modelo para formalizar esta garantía.

El Operador del Sistema podrá rechazar el aval prestado por una entidad de crédito que no tenga un "rating" de "Investment Grade".

Si la entidad avalista fuese declarada en situación concursal, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este Procedimiento de Operación, con arreglo a los plazos fijados para la reposición de garantías.

- c. Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de las obligaciones de pago contraídas en el periodo a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía.

Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus obligaciones de pago respecto de las liquidaciones del Operador del Sistema, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de operación básica y adicional y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía excepcional, exigidas por el Operador del Sistema.

- d. Cesión de los futuros cobros pendientes de pago de las liquidaciones realizadas por el Operador del Sistema, que el Sujeto que resulte acreedor como resultado de las liquidaciones del Operador del Sistema haga a favor de los Sujetos deudores, siempre que esta cesión se realice de acuerdo con el modelo admitido por el Operador del Sistema, sea aceptada por el Operador del Sistema y el Sujeto que cede sus futuros cobros tenga un saldo acreedor en las liquidaciones previas de acuerdo a lo establecido en el apartado 13. Con independencia de la cantidad que el Sujeto cedente

pueda hacer constar en el documento de cesión, la cantidad reconocida y, por tanto válida para constituir las garantías exigidas, será la menor entre la que consta en el documento y el máximo que se establece en el apartado 13.

8. GESTIÓN DE LAS GARANTÍAS CONSTITUIDAS.

El Operador del Sistema será el responsable de la gestión de las garantías constituidas, en interés de los Sujetos del Mercado, tanto a efectos de supervisar las obligaciones de constitución y mantenimiento de las garantías actualizadas, como de la gestión patrimonial ordinaria a que diera lugar o, en su caso, de la disposición de los importes necesarios para hacer frente a las obligaciones garantizadas. El Operador del Sistema deberá llevar un registro en el que se incluirán, en epígrafes separados, los derechos y obligaciones relacionados con las citadas garantías.

El Operador del Sistema conservará en todo momento los documentos en que se formalicen las garantías constituidas mientras su titular tenga la condición de Sujeto del Mercado.

Aun en el caso de ejecutar garantías, el Operador del Sistema dispondrá siempre de documentos de formalización de garantías para las obligaciones de pago devengadas y cuya liquidación aún no se haya efectuado.

A estos efectos, en la ejecución de garantías, el Operador del Sistema conservará siempre el original de las garantías presentadas, que podrá ser reducido en su importe por el avalista en la parte de las garantías que haya sido ejecutada.

9. PRINCIPIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LAS GARANTÍAS EXIGIDAS.

El importe de las garantías exigidas a cada Sujeto del Mercado se determinará por el Operador del Sistema basándose en lo establecido en el apartado 6 y atendiendo a los siguientes criterios:

- a. El periodo de riesgo que debe cubrir la garantía de operación básica se corresponderá con el periodo de liquidación más un incremento para considerar los días adicionales hasta el pago efectivo y los siguientes cinco días necesarios para la formalización de nuevas garantías en caso de incumplimiento y ejecución de las previamente existentes. En el caso de que el periodo de liquidación sea quincenal, el periodo de riesgo será de 35 días.
- b. Deuda máxima en el periodo de riesgo que debe cubrir la garantía de conformidad con la mejor previsión de su deuda en dicho periodo. Dicho volumen se actualizará en función de la evolución de las liquidaciones.
- c. Las obligaciones de pago que pudieran surgir como consecuencia de nuevas liquidaciones practicadas sobre meses en los que las liquidaciones previas no fueron definitivas.

10. DETERMINACIÓN DEL IMPORTE Y PERIODO DE VIGENCIA DE LAS GARANTÍAS DE OPERACIÓN BÁSICAS EXIGIDAS.

El Operador del Sistema calculará y comunicará a los Sujetos del Mercado, antes del último día hábil de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año, la cuantía que deberán constituir los Sujetos por el concepto de garantía de operación básica exigida para el siguiente trimestre, sin perjuicio de la revisión diaria establecida en el apartado 12 y de la revisión de garantías por cambios de potencia cuando alcancen una variación superior al 20% respecto a los valores de potencia máxima del sujeto en la última revisión de las garantías de operación básicas.

Los Sujetos del Mercado deberán modificar las garantías constituidas, conforme a lo exigido por el Operador del Sistema, durante los cuatro primeros días hábiles del mes que corresponda.

Las garantías de operación básicas se determinarán, de forma general, para cada Sujeto y actividad de las que realice en el mercado de producción de energía eléctrica, en las condiciones descritas en los apartados 10.1 y 10.2.

La garantía de operación básica calculada según se establece en este apartado se redondeará al alza a un múltiplo de mil euros.

En el caso de que el Operador del Sistema incremente la frecuencia de las liquidaciones según se establece en el Procedimiento de Operación 14.1, los parámetros establecidos en este apartado 10 se revisarán en consonancia a los nuevos periodos de liquidación.

Cuando se produzcan cambios en los activos de los Sujetos de Liquidación, o bien se produzcan cambios regulatorios que afecten a los precios de compra o venta, las garantías de operación básicas se revisarán de acuerdo a estas nuevas condiciones, de modo que los valores históricos serán corregidos con arreglo al nuevo escenario para que representen fielmente las condiciones futuras esperadas.

El Operador del Sistema proporcionará información a los Sujetos sobre los datos mencionados en los apartados siguientes.

En todo caso, en el momento de formalizar las garantías, la vigencia deberá ser, como mínimo, hasta la fecha prevista de presentación de la próxima revisión más un mes.

10.1 Actividades de adquisición de energía para consumidores dentro del sistema eléctrico español.

Las garantías de operación básicas de los Sujetos por las actividades de adquisición de energía para consumidores se determinarán del siguiente modo:

- a. Se considerará el saldo neto deudor de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación del Operador del Sistema de cada una de las tres series formadas por un número de días, consecutivos, igual al periodo de riesgo definido en el apartado 9.a que se inician en el primer día de cada uno de los meses del año anterior del mismo periodo trimestral para el que se está calculando la garantía de operación básica.
- b. Para corregir posibles aumentos de energía y de precio, cada valor se incrementará aplicando la variación máxima porcentual del importe total liquidado por el Operador del Sistema por las actividades de adquisición de energía para consumidores de cada mes respecto al mismo mes del año anterior calculada en base a las variaciones en los años anteriores de las liquidaciones del Operador del Sistema, hasta un máximo de seis.
- c. El valor obtenido se minorará, en su caso, por el saldo acreedor del Sujeto en la misma serie por actividades distintas de las de consumo de energía para consumidores incrementado por la variación máxima porcentual calculada en el apartado anterior.
- d. Se seleccionará el mayor valor entre los tres valores anteriores.
- e. En todo caso, la garantía de operación básica nunca se considerará inferior a la potencia máxima de la unidad de adquisición del Sujeto por veinticuatro horas, por nueve días y por un precio de referencia de los costes liquidados por el Operador del Sistema que será el precio del último mes disponible incrementado por un factor de crecimiento calculado en base a las variaciones porcentuales mensuales de los doce meses anteriores.
- f. Alternativamente, aquellos Sujetos que deseen una actualización más frecuente del cálculo de la garantía de operación deberán solicitar por escrito, según el modelo que el Operador del Sistema facilite, que se les someta a los requerimientos de este apartado 10.1.f. y que, por tanto, el cálculo de la garantía de operación se les realice sobre el segundo valor más alto de los tres valores mencionados en el apartado d. Los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías más frecuente tendrán una revisión de garantías de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 12.
- g. Los Sujetos vendrán obligados a comunicar al Operador del Sistema los cambios previstos en sus adquisiciones de energía del trimestre siempre que sus adquisiciones previstas superen a las correspondientes al valor obtenido en los apartados anteriores. En este caso las garantías de operación básicas exigidas se aumentarán respecto a las calculadas de la forma general en la misma proporción en que aumenten las adquisiciones previstas.
- h. Se procederá de manera análoga si el Sujeto comunicase cambios previstos y justificados en sus adquisiciones de energía del trimestre y en sus potencias máximas de compra que supongan una reducción mayor del 20%

de las consideradas para el cálculo según este apartado. En todo caso, los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías tendrán una revisión de garantías de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 12. Si en algún momento del trimestre, las adquisiciones de energía superan las previstas por el sujeto, éste no podrá solicitar en la siguiente revisión trimestral una reducción de garantías respecto al cálculo inicial.

10.2 Actividades de producción y de intercambios internacionales de importación y exportación.

Los Sujetos a los que se les liquiden actividades distintas de las descritas en el apartado 10.1, deberán presentar garantía de operación básica por el saldo deudor que les pueda corresponder como consecuencia de las liquidaciones del Operador del Sistema.

Las garantías de operación básicas por actividades distintas de las indicadas en el apartado 10.1 se determinarán del siguiente modo:

- a. Para su determinación, se considerará el periodo de doce meses anterior a la fecha de cálculo, considerando meses completos.

Se determinarán los doce valores del saldo neto deudor durante los días consecutivos del periodo de riesgo del apartado 9.a que empiezan en el primer día de cada mes del periodo considerado.
- b. Se seleccionará el mayor valor entre los doce valores anteriores para obtener el importe de la garantía de operación básica.
- c. En todo caso, la garantía de operación básica nunca se considerará inferior a la suma de las potencias máximas de sus unidades de producción e importación por veinticuatro horas, por cuatro días y por el 10% del precio medio de desvíos por menor generación del último mes disponible. No se considerarán en este cálculo las potencias de instalaciones de régimen ordinario con derecho de cobro de garantía de potencia si el sujeto de liquidación tiene tres o más unidades de régimen ordinario con derecho de cobro de garantía de potencia.
- d. Alternativamente, aquellos Sujetos que deseen una actualización más frecuente del cálculo de la garantía de operación deberán solicitar por escrito, según el modelo que el Operador del Sistema facilite, que se les someta a los requerimientos de este apartado 10.2.d. y que, por tanto, el cálculo de la garantía de operación se les realice sobre el cuarto valor más alto de los doce valores mencionadas en el apartado b. En todo caso, los Sujetos que se hayan acogido a esta actualización de garantías más frecuente tendrán una revisión de garantías de operación básica más estricta en lo que respecta al seguimiento diario de las mismas, según se estipula en el apartado 12, y se utilizarán seis días para el cálculo de su garantía de operación básica mínima, descrito en el apartado c anterior.

11. DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LAS GARANTÍAS DE OPERACIÓN ADICIONALES EXIGIDAS.

Cada Sujeto del Mercado deberá disponer de garantías de operación adicionales suficientes para cubrir las obligaciones de pago derivadas de futuras liquidaciones correctoras de la liquidación inicial. Las garantías de operación adicionales deberán estar cubiertas por garantías financieras con un plazo de vigencia mínimo de trece meses.

El Operador del Sistema proporcionará información a los Sujetos sobre los datos mencionados en los apartados siguientes.

En todo caso, en el momento de formalizar las garantías, éstas no podrán ser cesiones de derechos de cobro y su vigencia deberá ser, como mínimo, de trece meses.

Mientras no se realice la liquidación final definitiva de un mes, se solicitarán garantías de operación adicionales a todos los Sujetos según se establece a continuación. La primera solicitud tendrá lugar el primer día hábil posterior al sexto día natural del mes siguiente a cada mes liquidado y los sujetos deberán constituir la garantía solicitada en los cuatro días hábiles siguientes a la petición.

La garantía de operación adicional calculada según este apartado se redondeará al alza a un múltiplo de mil euros.

11.1 Actividades de adquisición de energía para consumidores dentro del sistema eléctrico español.

Las garantías de operación adicionales de los Sujetos del Mercado por las actividades de adquisición de energía para consumidores se determinarán del siguiente modo:

- Se calcularán los desvíos porcentuales mensuales respecto al programa producido en cada uno de los últimos doce meses en los que se disponga de medidas firmes definitivas y se usará el tercer porcentaje más alto (P3). En el caso de que el tercer porcentaje más alto sea inferior a tres por ciento, se utilizará el porcentaje de tres por ciento.
- El porcentaje P3 obtenido en el apartado anterior se aplicará al programa total liquidado del mes para obtener el desvío estimado para garantías adicionales (DG):

$$DG = P3 \times EPC$$

Donde:

EPC es la suma mensual de la energía programada de consumo

- El importe de garantía de operación adicional (GOA) se calculará con la fórmula siguiente:

$$GOA = PE \times (DG - DA) + PDS \times DG - IMPDA$$

Donde:

- DA es la suma mensual de los desvíos asignados a cada Sujeto a partir del desvío total del conjunto de participantes en el mercado de producción en ausencia de medidas completas según lo establecido en el P.O. 14.4.
- PE es el precio medio mensual de todos los conceptos repercutidos a la demanda del Sujeto como el sobrecoste de las restricciones técnicas, el coste de la banda de regulación y el coste de la garantía de potencia.
- PDS es el precio medio mensual de desvíos de mayor consumo, ponderado por la demanda total liquidada en cada hora
- IMPDA es el importe mensual de la liquidación inicial correspondiente a los desvíos asignados DA

Si el importe así obtenido fuera acreedor, no se exigirá garantía de operación adicional por ese periodo.

- En el caso de que no exista un histórico de liquidaciones finales definitivas de un Sujeto, se utilizará el porcentaje P3 del diez por ciento o, de ser más alto, el porcentaje promedio de los desvíos de los Sujetos distribuidores si el Sujeto es distribuidor; en caso contrario, se utilizará el porcentaje promedio de los Sujetos comercializadores y consumidores.
- Cuando se liquiden medidas del cierre provisional se recalcularán las garantías de operación adicionales sustituyendo en el apartado a) los desvíos porcentuales respecto al programa por la diferencia entre los desvíos porcentuales mensuales respecto programa obtenidos con el cierre definitivo y los desvíos porcentuales respecto programa obtenidos con el cierre provisional. Además el porcentaje mínimo de un 3% se sustituye por el de un 0,6%. En el apartado c), se sustituye el término DA por el desvío efectivo liquidado provisionalmente y, el término IMPDA por el importe de la liquidación provisional correspondiente al desvío efectivo liquidado provisionalmente. En el apartado d), se sustituye el porcentaje de 10% por un 1,8%.
- Los distribuidores deberán comunicar al Operador del Sistema, cada mes, los valores de energía disponibles utilizados en la facturación de las tarifas de acceso a cada comercializador o consumidor cualificado de los meses sin cierre de medidas. Dichos valores podrán ser utilizados para nuevas estimaciones del valor porcentaje P3 cuando superen los valores de energía considerados para el cálculo de garantías de operación adicionales y, en su caso, para nuevos cálculos de las garantías de operación adicionales.

11.2 Actividades de producción y de intercambios internacionales.

Los Sujetos a los que se les liquiden actividades distintas de las descritas en el apartado 10.1, deberán prestar como garantías de operación adicionales la

máxima diferencia deudora entre cualquier liquidación, referida a un mes completo, posterior a la inicial y la liquidación inicial correspondiente durante los últimos doce meses.

12. REVISIÓN DE LAS GARANTÍAS DE OPERACIÓN EXIGIDAS (BÁSICAS Y ADICIONALES) COMO CONSECUENCIA DEL SEGUIMIENTO DIARIO DE LAS MISMAS.

Para el cálculo del importe de las garantías exigidas que en cada momento correspondan, el Operador del Sistema podrá verificar en cualquier momento que la garantía aportada por el Sujeto de Mercado cubre el importe total de las obligaciones de pago devengadas y no abonadas. Para realizar este seguimiento de forma transparente, el Operador del Sistema pondrá diariamente a disposición de los Sujetos, a través de la aplicación informática del Operador del Sistema, la siguiente información:

- a. Las garantías constituidas.
- b. Las obligaciones de pago menos los derechos de cobro devengados hasta la fecha, más las garantías de operación adicionales exigidas según el apartado 11.
- c. El valor porcentual del valor obtenido en el apartado b. respecto de las garantías constituidas que se indican en el apartado a.
- d. El valor de la garantía constituida que teóricamente no está cubriendo ni obligaciones de pago menos derechos cobrados, ni la garantía por operación adicional exigida, ni la garantía excepcional exigida, que determinará la garantía disponible.
- e. Una estimación del número de días de obligaciones de pago que pueden ser cubiertos por la garantía disponible. Para dicha estimación se utilizará la media diaria de las obligaciones de pago devengadas en los últimos diez días naturales.

Si el número de días calculado en e) es inferior a siete o el porcentaje calculado en el apartado c) es superior al ochenta por ciento, el Operador del Sistema instará al Sujeto del Mercado al aumento o reposición de garantías del siguiente modo:

Las nuevas garantías exigidas se calcularán conforme a lo establecido en el apartado 10, tomando el nuevo volumen de las compras si la insuficiencia se debe a un aumento de las compras, y tomando como base el valor económico de las obligaciones de pago de la semana anterior si la insuficiencia se debe a un aumento de precios respecto al considerado en el cálculo original o a otra causa.

Para aquellos Sujetos del Mercado que se hayan acogido a una actualización de garantías más frecuente en los términos de los apartados 10.1.f., 10.1.h y 10.2.d, los parámetros de 7 días y 80% serán de 14 días y 60%, respectivamente.

El Sujeto del Mercado deberá constituir la garantía exigida antes de las 15:00 horas del tercer día hábil posterior a la petición de aumento o reposición de garantías.

13. CESIÓN DE COBROS.

13.1 Cálculo de los cobros que se pueden ceder a terceros.

Los cobros que un Sujeto del Mercado puede ceder a otro Sujeto y que se considerarán válidos para la constitución de garantías, los calculará el Operador del Sistema en las mismas fechas y para el mismo periodo en que calcule las garantías que deben constituir los Sujetos deudores, de la forma siguiente:

- a. En el caso de que un Sujeto comunique al Operador del Sistema que desea realizar cesión de cobros a otro Sujeto, se le calculará la cantidad máxima que puede ceder como la suma acreedora de los saldos de sus derechos de cobro y sus obligaciones de pago en el período de días consecutivos en los que se ha calculado el valor de las obligaciones deudoras para el cálculo de las garantías del Sujeto receptor de la cesión, según el apartado 10.
- b. En el caso de que un Sujeto comunique al Operador del Sistema que desea realizar cesión de cobros a varios Sujetos, una vez calculadas individualmente las garantías que deben prestar los Sujetos, se calcularán las correspondientes al conjunto de los Sujetos receptores de la cesión de cobros determinando la cuantía y el período de días correspondiente de la forma indicada en el apartado 10. Los cobros que puede ceder el Sujeto como garantía al conjunto de Sujetos se calcularán, para el periodo determinado en el punto anterior, como si de un Sujeto individual se tratara.

Si los cobros a ceder no cubrieran la suma de las garantías exigidas de forma individual a cada uno de los Sujetos, éstos deberán constituir la garantía que falte mediante cualquier otro de los instrumentos establecidos en el apartado 7. A efectos de determinar la cantidad que falta se repartirán los cobros a ceder según el orden de precedencia que comunique el Sujeto cedente, o, en su defecto, en proporción a las obligaciones deudoras de los Sujetos receptores.

13.2 Cesión de derechos de cobro como consecuencia del seguimiento diario de las garantías.

Si en el seguimiento diario de las garantías de un Sujeto, según está previsto en el apartado 12, se detecta que se dan las circunstancias para exigir al

Sujeto el aumento de las garantías constituidas, y otro Sujeto comunica su deseo de cederle sus derechos de cobro, se le calcularán los que le resulten acreditados y pendientes de cobro en el periodo actual.

14. CRITERIOS DE ACTUACIÓN FRENTE A LOS INCUMPLIMIENTOS.

14.1 Incumplimiento de las obligaciones de pago.

En el caso de que algún Sujeto del Mercado de producción de energía eléctrica incumpliera en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de su actividad en dicho mercado, el Operador del Sistema ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del Sujeto incumplidor.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, si el Sujeto incumplidor es un consumidor cualificado, el Operador del Sistema comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, tanto al Ministerio de Industria, Turismo y Energía, a la Comisión Nacional de Energía, así como al distribuidor de zona correspondiente al mencionado consumidor.

El Operador del Sistema podrá, además, acordar la suspensión provisional del Sujeto incumplidor, dando cuenta de ello a la Comisión Nacional de la Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

14.2 Insuficiencia de las garantías e incumplimiento de las obligaciones de constitución, aumento o reposición de garantías.

Cuando como consecuencia de la ejecución de garantías, por ser éstas insuficientes conforme a los apartados 10, 11 y 12, por expirar o ser insuficiente su plazo de vigencia, o como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones de constitución, aumento o reposición de garantías en los plazos previstos en los apartados 10, 11 y 12, o por cualquier otra razón, las garantías no fueran válidas o fueran insuficientes, el Operador del Sistema requerirá al Sujeto del Mercado en cuestión para que reponga su garantía en el plazo de dos días hábiles. Si transcurrido este plazo la garantía no hubiera sido repuesta, el Operador del Sistema podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado.

Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de un Sujeto de cualquiera de las garantías previstas en estos Procedimientos de Operación se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el Operador del Sistema, en caso de acordar la suspensión del Sujeto, procederá a realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el P.O. 14.1.

14.3 Situación concursal de un Sujeto del Mercado.

En el caso de que un Sujeto del Mercado entrara o estuviera en una situación concursal, deberá comunicarlo de inmediato al Operador del Sistema. El Operador del Sistema podrá exigirle una garantía complementaria e incluso podrá acordar su suspensión provisional como Sujeto del Mercado. Una vez acordada la suspensión, se dará cuenta de ello a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Una vez acordada la suspensión provisional, el Operador del Sistema podrá realizar una liquidación excepcional en los términos establecidos en el P.O. 14.1.

14.4 Incumplimiento prolongado en el pago.

En el supuesto de que se produzca un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un Sujeto del Mercado, que no resulte cubierto por las garantías constituidas por dicho Sujeto, el Operador del Sistema se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido en el ordenamiento jurídico. El Sujeto incumplidor vendrá obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados.

A estos efectos, se considera que se produce un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un Sujeto si transcurriesen dos días hábiles desde la fecha en que el pago fuere exigible sin que se haya realizado.

15. PERIODO TRANSITORIO.

Las garantías de operación básicas necesarias a la entrada en vigor de este procedimiento se calcularán excepcionalmente según los criterios que se detallan a continuación:

- Las garantías de operación básicas del apartado 10.1 se calcularán según lo dispuesto en dicho apartado en base a las liquidaciones del trimestre del año anterior estimadas según lo dispuesto en los nuevos Procedimientos de Operación de liquidaciones. Estas garantías, por valor de 35 días de compra, podrán presentarse en dos plazos: la garantía correspondiente a 20 días de compra antes de la entrada en vigor de este procedimiento y, el resto, antes de 15 días desde la entrada en vigor de este procedimiento.
- Las garantías de operación básicas del apartado 10.2 se calcularán en base a la garantía mínima por potencia establecida en dicho apartado 10.2 sin considerar los saldos de las liquidaciones de los doce meses anteriores estimadas según lo dispuesto en los nuevos Procedimientos de Operación de liquidaciones.
- Las garantías válidas presentadas antes de cuatro días hábiles de la entrada en vigor de este procedimiento serán aceptadas por el Operador del Sistema; no obstante las garantías presentadas con posterioridad serán aceptadas tras el proceso de verificación.

- En todo caso, el seguimiento diario de cobertura de los saldos deudores con garantías se realizará según lo dispuesto en el apartado 12 desde la fecha de entrada en vigor de este procedimiento.

Hasta que el Operador del Sistema disponga de doce meses naturales completos de liquidaciones practicadas a partir de la entrada en vigor de los Procedimientos de Operación de liquidaciones, el Operador del Sistema podrá utilizar, al solo efecto del cálculo de las garantías de operación básicas y adicionales, los saldos resultantes de estimar, según lo dispuesto en dichos Procedimientos, las liquidaciones de los doce meses naturales anteriores a la entrada en vigor de los Procedimientos. Estos cálculos serán puestos a disposición de los Sujetos de Liquidación.

Hasta que el Operador del Sistema disponga de seis años completos de liquidaciones practicadas según los nuevos Procedimientos de Operación de Liquidaciones, el Operador del Sistema podrá utilizar, al solo efecto de los cálculos establecidos en el apartado 10.1.b, los resultados agregados de liquidaciones de actividades para consumo nacional disponibles en el web público del operador del mercado y que hayan sido realizadas con anterioridad a la entrada en vigor de este procedimiento, hasta un máximo de seis años. Estos cálculos serán puestos a disposición de los Sujetos de Liquidación.

P.O. 14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA.

1. OBJETO.

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1 y en los Procedimientos de Operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones técnicas del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real establecidas en el Procedimiento de Operación 3.2.
- b. La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el Procedimiento de Operación 3.3.
- c. Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.2.
- d. Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.3.
- e. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

3. CRITERIOS GENERALES.

3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

- a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.
- b. La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.
- c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.
- d. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado. La conversión de precios publicados en céntimos/kWh a euros/MWh se realizará multiplicando por diez sin pérdida de precisión.
- Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.
- Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas.

Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término "PMD" en las fórmulas de este Procedimiento de Operación significa Precio del Mercado Diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

4. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL PBF.

4.1 Primera fase: Modificaciones del PBF por criterios de seguridad.

4.1.1 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de venta.

4.1.1.1 Oferta simple.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b}$
donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u

4.1.1.2 Oferta compleja.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$POPVPVDIA_u = \text{mínimo} (IMPPVP_u, IMPPHF_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$

Siendo $IMPPVP_u$ e $IMPPHF_u$ los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el PVP y al PHF respectivamente, según lo establecido a continuación:

$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$

donde :

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PVP.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PVP.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa

cero de PBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$\text{IMPPHF}_u = \text{NAF}_{u,\text{phf}} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,\text{phf}} \times \text{PAC}_u + \text{NHR}_{u,\text{phf}} \times \text{PHC}_u + \text{PHF}_{u,\text{phf}} \times \text{PEC}_u - \text{IMDCBMI}$$

donde :

- $\text{NAF}_{u,\text{phf}}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHF.
 PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
 $\text{NAC}_{u,\text{phf}}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHF.
 PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.
 $\text{NHR}_{u,\text{phf}}$ = Número de horas diarias con PHF mayor que cero.
 PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.
 $\text{PHF}_{u,\text{phf}}$ = Energía diaria del PHF en el día.
 PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.
 IMDCBMI_u = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PBF, y del saldo diario de las sesiones del mercado intradiario con sus restricciones.

Si $\text{IMDCBMI} < 0$ entonces $\text{IMDCBMI} = 0$

Si $\text{IMPPHF}_u < 0$, entonces $\text{IMPPHF}_u = 0$

Se considera que existe un arranque programado en PHF en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHF. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHF es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERPVPVMER}_u = \text{ERPVPVMER}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

- ERPVPVMER_u = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

4.1.2 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

4.1.2.1 Transacción del mercado diario.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación correspondientes a transacciones del mercado diario, se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERPVPVPC}_u = \text{ERPVPVPC}_u \times \text{PMD}$$

donde:

- ERPVPVPC_u = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de compra u .

4.1.2.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación de la transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

4.1.3.1 Transacción del mercado diario.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones del mercado diario se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERPVPV}_u = \text{ERPVPVB}_u \times \text{PMD}$$

donde:

- ERPVPVB_u = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de venta u

4.1.3.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional no de bombeo.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, excluido el bombeo, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERVPCBN}_{u,cb} = \text{ERPVPCBN}_{u,cb} \times \text{PMD}$$

donde:

$\text{ERPVPCBN}_{u,cb}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad u por el contrato bilateral cb .

4.1.3.3 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 a una exportación.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCUMP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCPVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

PMEDPVPS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF en la fase 1 de la unidad u .

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del Programa Base de Funcionamiento a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.2. Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda.

La energía asignada a bajar, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de venta de energía correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

La energía asignada a subir, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, exportación) correspondiente a contratos bilaterales cuya generación ha sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2.

4.2.1.1 Con oferta simple presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOOSS}_{u,b} = \text{ERECOOSS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOSS}_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$\text{POECOS}_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada.

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible

4.2.1.2.2 Unidades de venta.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta presentada

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2.

4.2.2.1 Con oferta simple presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.2.2 Sin oferta presentada.

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2.2.2 Unidades de venta.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u , sin oferta presentada.

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1 y 4.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{Cua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición u_a correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$OPSCPVP_{u_a} = SCPVP \times MBC_{Cua} / \sum u_a MBC_{Cua}$$

5. BANDA DE REGULACION SECUNDARIA.

5.1 Banda de regulación secundaria.

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times P_{MBAN}$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u .

P_{MBAN} = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en "off".

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en "off" dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times P_{MBAN} \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

P_{MBAN} = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.
 KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNE. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

$RNTS$ = Reserva nominal total a subir del sistema.

$RNTB$ = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$ = Ciclos en "off" de la zona de regulación z , con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

$TRCP$ = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora.

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN	=	Precio marginal de la banda de regulación secundaria
KB	=	Coefficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.
RRSP _z	=	Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.
RRBP _z	=	Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo RRSN_z y RRBN_z dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN	=	Precio marginal de la banda de regulación secundaria.
KI	=	Coefficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.
RRSN _z	=	Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.
RRBN _z	=	Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de

regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria

El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobrecoste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBANua = CFBAN \times MBCua / \sum ua MBCua$$

6. RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL MERCADO INTRADIARIO.

6.1 Ofertas de venta retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior.

La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u calculada según la fórmula siguiente:

$$OPRTMI_{u,s} = ERVMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

ERVMI _{u,s}	=	Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario.
PMI _s	=	Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

6.2 Ofertas de adquisición retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior.

La retirada de una oferta de compra de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRTMI_{u,s} = ERCMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

ERCMI_{u,s} = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario.
 PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

7. RESTRICCIONES TÉCNICAS EN TIEMPO REAL.

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir.

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria.

La asignación de energía a subir por restricciones en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a un derecho de cobro a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRT_{u,b} = ETRTRS_{u,b} \times POTERS_{u,b}$$

donde:

ETRTRS_{u,b} = Energía a subir del bloque b de la oferta de terciaria a subir de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.
 POTERS_{u,b} = Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b .

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un

derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

Si existe oferta compleja ésta será solamente aplicable en el caso de que cuando se aplican las limitaciones por seguridad, el programa vigente de la unidad en ese momento (PVP o PHF) es nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien si la unidad tiene 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 caso contrario, es de aplicación la oferta simple.

7.1.2.1 Oferta simple.

El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b}$$

donde:

ERTROSS_{u,b} = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.
 POSS_{u,b} = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b .

7.1.2.2 Oferta compleja.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCDIA_u$$

donde:

ERTROCS_u = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, en aplicación de la oferta compleja.
 POCDIA_u = Precio aplicable para todas las horas del día obtenido valorando la energía de PHF, gestión de desvíos, regulación terciaria y restricciones técnicas al precio de la oferta compleja y descontando los ingresos netos positivos obtenidos por la energía distinta de ERTROCS_u, y dividiendo el importe resultante entre la energía ERTROCS_u.

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas pero no al revés.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior al PHF más los redespachos por seguridad en tiempo real, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada por restricciones en tiempo real se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCRTR_u = EINCRTSR_u \times (PMEDRTRSR_u - PMD)$$

donde:

$EINCRTSR_u$ = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u , se tomará valor cero si en la hora existen restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u .

$PMEDRTRSR_u$ = Precio medio de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real a la unidad u .

7.2.1 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta de terciaria.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a una obligación de pago a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRT_{u,b} = ERTRTB_{u,b} \times POTERB_{u,b}$$

donde:

$ERTRTB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta de terciaria a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POTERB_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía b .

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTROS_{u,b} = ERTROSB_{u,b} \times POSB_{u,b}$$

donde:

$ERTROSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSB_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía b .

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{\text{ucb}} = 0,7 \times (\text{ERTRTB}_{\text{u,b}} + \text{ERTROSB}_{\text{u,b}} + \text{ERTRMERB}_{\text{u}}) \times \text{PMD}$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSCRTR}_{\text{ua}} = \text{SCRTR} \times \text{MBCua} / \sum \text{ua MBCua}$$

8. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE APOYO.

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo.

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobrecoste de los intercambios de apoyo se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos

medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo (SCIA) se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSCIA}_{\text{ua}} = \text{SCIA} \times \text{MBCua} / \sum \text{ua MBCua}$$

8.2 Intercambios de apoyo sin precio.

Los intercambios de apoyo que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación mensual a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

9. GESTIÓN DE DESVÍOS.

9.1 Gestión de desvíos a subir.

La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCPRD}_{\text{u,s}} = \text{EPRDS}_{\text{u,s}} \times \text{PMPRDS}_{\text{s}}$$

donde:

$\text{EPRDS}_{\text{u,s}}$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s .

PMPRDS_{s} = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s .

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el máximo precio marginal de la asignación de desvíos a subir en las sesiones de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar.

La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPPRD}_{u,s} = \text{EPRDB}_{u,s} \times \text{PMPRDB}_s$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{EPRDB}_{u,s} &= \text{Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad } u \text{ en la sesión } s. \\ \text{PMPRDB}_s &= \text{Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión } s. \end{aligned}$$

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el mínimo precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en las sesiones de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. REGULACIÓN TERCIARIA.

10.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTER}_u = \text{ETERS}_u \times \text{PMTERS}$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{ETERS}_u &= \text{Energía terciaria asignada a subir a la unidad } u. \\ \text{PMTERS} &= \text{Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.} \end{aligned}$$

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTER}_u = \text{ETERB}_u \times \text{PMTERB}$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{ETERB}_u &= \text{Energía terciaria asignada a bajar a la unidad } u. \\ \text{PMTERB} &= \text{Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.} \end{aligned}$$

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. REGULACIÓN SECUNDARIA.

11.1 Regulación secundaria a subir.

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCSEC}_z = \text{ESECS}_z \times \text{PMSECS} \times \text{CATS}$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{CATS} &= 1 \text{ si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a } 1,15. \\ \text{ESECS}_z &= \text{Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación } z. \\ \text{PMSECS} &= \text{Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.} \end{aligned}$$

11.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPSEC}_z = \text{ESECB}_z \times \text{PMSECB} \times \text{CATB}$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{CATB} &= 1 \text{ si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a } 0,85. \\ \text{ESECB}_z &= \text{Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación } z. \\ \text{PMSECB} &= \text{Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.} \end{aligned}$$

12. DESVÍOS ENTRE MEDIDA Y PROGRAMA DE LIQUIDACIÓN.

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL).

12.1 Programa Horario de Liquidación.

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma del Programa Horario Final (PHF) y de todas las energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluidas las energías de los desvíos comunicados.

12.2 Medida en barras de central.

La medida en barras de central de la unidad u se determinará según los siguientes criterios:

- a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción y de las unidades de programación de consumo de bombeo, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación. Las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares no tendrán medidas asignadas ya que la medida de estos consumos estará asignada a las unidades de programación de producción correspondientes.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

- b. La medida en barras de central de unidades de programación de importación y para las unidades de programación que representan los contratos de suministro de EDF a REE y de REE a EDF, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.
- c. La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación $uexp$

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación $uexp$ en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional $frint$. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión "mayor de 145 kV" excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión "mayor de 72,5 y no superior a 145 kV". En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

- d. La medida en barras de central de las unidades de programación de distribución y de producción de régimen especial a tarifa, se calculará de forma conjunta para ambas unidades asignándose la medida neta conjunta a la unidad de programación de distribución, de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1.

Para las unidades de programación de comercialización para consumidores cualificados y para las unidades de consumidores cualificados, la medida en barras de central se calculará de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1

En caso de que no se disponga del cierre de medidas completas, y por tanto no se disponga de medidas de las unidades de programación de distribución, de comercialización para consumidores cualificados y de consumidores cualificados la medida en barras de central de estas unidades será el valor resultante de la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = PHL_{ua} + SALDOENE_{ua}$$

donde:

PHL_{ua} = Programa Horario de Liquidación de la unidad u .

$SALDOENE_{ua}$ = Asignación a la unidad de programación de adquisición ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE). En caso de que se disponga del cierre de medidas completas el saldo de la energía total liquidada en la hora será cero. La asignación se realizará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad según la fórmula siguiente:

$$SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$$

.En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará programa de producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al programa de consumo, la unidad quedará excluida de la asignación.

12.2.1 Elevación a barras de central de las medidas.

En este apartado se especifica el método de cálculo para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

12.2.1.1 Definiciones.

MBC _{uc}	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del comercializador o consumidor cualificado <i>uc</i> .
MBC _{ud}	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del distribuidor <i>ud</i> .
MPFC _{ud,nt,ta}	Suma de las medidas de la energía suministrada a los puntos frontera de clientes cualificados por la unidad de adquisición del distribuidor <i>ud</i> a nivel de tensión <i>nt</i> y tarifa de acceso <i>ta</i> . Este valor será positivo.
MPFC _{uc,nt,ta}	Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores cualificados a la unidad del comercializador o consumidor cualificado <i>uc</i> a nivel de tensión <i>nt</i> y tarifa de acceso <i>ta</i> . Este valor será negativo.
MPF _{ud}	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en todos los puntos frontera de la unidad del distribuidor, <i>ud</i> . excluidos los puntos frontera de instalaciones de régimen especial a tarifa.
MPFDD _{ud}	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en puntos frontera distribución-distribución de la unidad del distribuidor, <i>ud</i> . Este valor será negativo si el valor neto indica que <i>ud</i> obtiene energía de otros distribuidores.
MPFTDDT _{ud}	Suma de las medidas de la energía intercambiada en puntos frontera de la unidad de adquisición del distribuidor <i>ud</i> con el transporte. Si la suma es en el sentido de que la distribuidora vierte energía al transporte, entonces este valor será cero.
PT	Pérdidas de la red de transporte. Este valor será negativo.
PTRD	Pérdidas medidas en la red de transporte asignadas a la distribución. Este valor será negativo.
PTRD _{ud}	Asignación a la unidad de distribuidor <i>ud</i> de las pérdidas medidas en la red de transporte asignadas a la distribución. Este valor será negativo.
PFI _{uex}	Programa de intercambio en la interconexión internacional acordado por ambos operadores del sistema para la unidad de programación de exportación <i>uex</i> . Este valor será negativo.

CPER_{nt,ta}

Coficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores cualificados con nivel de tensión *nt* y tarifa de acceso *ta* y para el periodo tarifario que corresponda para la hora en la tarifa de acceso *ta*. Este valor será positivo.

Estos coeficientes serán los establecidos en el Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Las tarifas de acceso serán las establecidas en el artículo 7 del *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*.

Los periodos tarifarios serán los establecidos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001. Para las tarifas de dos y tres periodos, el día de 23 horas será el primer día de verano y el día de 25 horas será el primero de invierno. Para la tarifa de seis periodos, los festivos de ámbito nacional para cada año serán publicados por el Operador del Sistema según lo establecido en el P.O. 14.1.

CPER_{frin}

Coficiente de pérdidas para exportación por la interconexión *frin* descrito en el punto 12.2.c.

CPERDD_{nt}

Coficiente de pérdidas para puntos frontera distribución-distribución con nivel de tensión *nt*. El valor aplicable será el correspondiente a la tarifa general de alta tensión para el nivel de tensión *nt*.

12.2.1.2. Comercializadores y consumidores cualificados.

La medida elevada a barras de central de las unidades de comercializadores para consumo nacional y de las unidades de consumidores cualificados se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{uc} = \sum_{nt} \sum_{ta} [MPFC_{uc,nt,ta} \times (1 + CPER_{nt,ta})]$$

12.2.1.3. Distribuidores.

La medida elevada a barras de central de las unidades de distribuidores se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ud} = MPF_{ud} + PTRD_{ud} + \sum_{nt} \sum_{ta} MPFC_{ud,nt,ta} \times CPER_{nt,ta} + \sum_{nt} MPFDD_{ud,nt} \times CPERDD_{nt}$$

El valor de $PTRD_{ud}$ se calculará como se describe a continuación.

Para calcular las pérdidas medidas de transporte asignadas a la distribución (PRTD) se deducirán de las pérdidas medidas de transporte (PT) las pérdidas asignadas a las unidades de exportación, excluida la unidad que represente el contrato de exportación de REE a EDF, a la que no se asignan pérdidas:

$$PTRD = PT - \sum_{uex} PFI_{uex} \times CPER_{frin}$$

Las pérdidas asignadas a la distribución, se repartirán a cada unidad de distribución ud proporcionalmente al saldo de la medida de todos los puntos frontera transporte-distribución siempre que el saldo sea en sentido tomador de energía:

$$PTRD_{ud} = PTRD \times MPFTDDT_{ud} / \sum_{ud} MPFTDDT_{ud}$$

12.3 Precio de los desvíos.

A efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

$$SNSB = \sum_{u,s} (EPRDS_{u,s} + EPRDB_{u,s}) + \sum_u (ETERS_u + ETERR_u) + \sum_z (ESECS_z + ESECB_z)$$

12.3.1 Precio de desvíos a subir.

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVS = \text{mínimo (PMD, PMPRTSB)}$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

12.3.2 Precio de desvíos a bajar.

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 12.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = \text{máximo (PMD, PMPRTSS)}$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 9.1, 10.1 y 11.1 respectivamente.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

12.4 Cálculo de desvíos.

12.4.1 Desvío de las zonas de regulación.

El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESECS_z + ESECB_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z .
 PHL_u = Programa Horario de Liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z .
 PUZ_{u,z} = Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z .
 ESSEC_z = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z .
 EBSEC_z = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z .

12.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación.

El desvío de cada unidad de programación u , no integrada en zona de regulación, se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

- MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u .
- PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u .

12.4.3 Desvío neto de las unidades de programación de distribución y de régimen especial a tarifa.

La medida en barras de central de las unidades de programación de distribución y de producción de régimen especial a tarifa, se calculará de forma conjunta para ambas unidades asignándose la medida neta conjunta a la unidad de programación de distribución, de acuerdo con lo establecido en el apartado 12.2.1.

El desvío neto de cada unidad de programación de distribución y de las instalaciones de régimen especial a tarifa en su zona de distribución se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES_{V_{ud}} = MBC_{ud} - PHL_{ud} - PHL_{ret}$$

donde:

- MBC_{ud} = Medida elevada a barras de central de cada unidad de distribución ud .
- PHL_u = Programa horario liquidado de cada unidad de programación de adquisición de distribución ud .
- PHL_{ret} = Programa horario liquidado de cada unidad de programación de venta de régimen especial a tarifa en la zona de distribución del distribuidor d .

12.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos.

A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

- El desvío d de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 12.4.1.
- El desvío d de cada unidad de programación de producción en régimen ordinario no perteneciente a zona de regulación será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto comercializador por la actividad de producción en régimen especial será la suma de los desvíos de las unidades de programación que comercializa. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto representante de sujetos productores de régimen especial será la suma de los desvíos de las unidades de

- programación sobre los que ejerce la representación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto productor titular de unidades de programación de producción en régimen especial y que participa directamente en el mercado, será la suma de los desvíos de las unidades de las que es titular. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada comercializador por la actividad de adquisición para clientes nacionales será la suma del desvío de su unidad de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1454/2005 y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d de cada sujeto distribuidor será el calculado en el apartado 12.4.3.
- El desvío d de cada sujeto cliente cualificado será el calculado en el apartado 12.4.2 para su unidad de programación.
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.

12.5.1 Desvío positivo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5. es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$E_{CODESV_d} = DES_{V_d} \times PDESVS$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

- a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($DES_{V_{uz,d}} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{V_{uz,d}} = DES_{V_{uz,d}} \times PMD$$

- b. La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($DES_{u,z,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{u,z,d} = DES_{u,z,d} \times PMD + DES_{u,z,d} \times DES_d \times (PDESVS - PMD) / \sum_u DESVP_{u,z,d}$$

donde:

$$\sum_u DESVP_{u,z,d} = \text{suma de los desvíos positivos } DESVP_{u,z,d} = DES_{u,z,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODES_d = \sum_{uz} DCDES_{u,z,d} + \sum_{uz} OPDES_{u,z,d}$$

12.5.2 Desvío negativo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODES_d = DES_d \times PDESVB$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

- a. La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($DES_{u,z,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{u,z,d} = DES_{u,z,d} \times PMD$$

- b. La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($DES_{u,z,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{u,z,d} = DES_{u,z,d} \times PMD + DES_{u,z,d} \times DES_d \times (PDESVB - PMD) / \sum_u DESVN_{u,z,d}$$

donde:

$$\sum_u DESVN_{u,z,d} = \text{suma de los desvíos negativos } DESVN_{u,z,d} = DES_{u,z,d} < 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODES_d = \sum_{uz} DCDES_{u,z,d} + \sum_{uz} OPDES_{u,z,d}$$

12.5.3 Desvío cero.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 12.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

1. La unidad u con desvío positivo ($DES_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD$$

2. La unidad u con desvío negativo ($DES_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD$$

12.6. Desvíos internacionales de regulación.

Los desvíos internacionales de regulación entre sistemas se valoran al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación mensual para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales de regulación por cada interconexión internacional

$$DIR = \sum_{frint} DIR_{frint}$$

donde:

$$DIR_{frint} = \text{Desvío internacional de regulación en la frontera } frint.$$

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PMD$$

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PMD$$

12.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 12.3 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

12.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos.

Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente (SALDOLIQ < 0) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. En el caso de unidades de adquisición de distribución se descontará el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times \text{MBCua} / \sum_u \text{MBCua}$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora (SALDOLIQ > 0) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times \text{MBCua} / \sum_u \text{MBCua}$$

POR GARANTIA DE POTENCIA

1. OBJETO.

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago por garantía de potencia a efectos de su liquidación según lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los Sujetos del Mercado de Producción.

3. CONVENIOS.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

- a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo de energía tiene signo negativo.
- b. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- a. Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con tres decimales.
- b. Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con dos decimales.
- c. Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh. La conversión de precios publicados en céntimos/kWh a euros/MWh se realizará multiplicando por diez sin pérdida de precisión.
- d. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.
- e. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados, normalmente a céntimos de euro, que sumen la cantidad a repartir.

En las fórmulas que se desarrollan en este procedimiento de operación se siguen los siguientes convenios:

- | | |
|---|-------------|
| a | Año natural |
| m | Mes natural |

d	Día del mes, entre 1 y 31
h	Hora del día, entre 1 y NH(d)
mi	Minuto de la hora <i>h</i> , entre 1 y 60
NH(m)	Número de horas del mes natural <i>m</i> (720,744,743,745,672 o 696)
NH(d)	Número de horas del día <i>d</i> (23,24, o 25)

4. IMPORTE MENSUAL.

El importe total en concepto de garantía de potencia correspondiente al mes natural *m* se obtendrá como el producto del precio vigente a este efecto por la demanda en barras de central de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RTGP(m) = PRRT(m) \times DTBC(m)$$

donde:

PRRT(m) = Precio de la retribución de la garantía de potencia de acuerdo con la normativa vigente para el mes *m*. En caso de que un cambio normativo de este valor no entre en vigor el primer día del mes, se obtendrá el importe RTGP(m) multiplicando la demanda de cada día del mes por el precio en vigor en cada día.

El Operador del Sistema mantendrá actualizado, y a disposición de los sujetos del mercado, un documento electrónico con el valor de PRRT(m) aplicable en cada mes indicando la referencia normativa que establece el valor.

DTBC(m) = La demanda del mes *m* en barras de central que incluya la demanda de energía en el mercado de producción de los clientes finales nacionales elevada a barras de central de acuerdo con la normativa vigente y excluidos el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

La demanda DTBC(m) se calculará con la siguiente fórmula:

$$DTBC(m) = \sum_d \sum_h \sum_{uaccn} DBC(uaccn, h, d) + \sum_d \sum_h \sum_{dis} DBC(dis, h, d)$$

donde:

DBC(uaccn, h, d) = medida elevada a barras de central en la hora *h* de la unidad de adquisición *uaccn* de consumidor cualificado o de comercializador para sus clientes consumidores.

DBC(dis, h, d) = medida elevada a barras de central de la demanda de los clientes finales del distribuidor *dis* en la hora *h* menos la producción correspondiente al régimen especial a tarifa, en la zona del distribuidor *dis* en la hora *h*. En el caso de que en la hora *h* esta producción sea superior a la demanda, el valor DBC(dis, h, d) será cero.

5. OBLIGACIONES DE PAGO.

5.1 Comercializadores y Consumidores Cualificados.

Cada unidad de adquisición de comercializadoras para sus clientes finales y cada unidad de adquisición de consumidor cualificado tendrá en la hora *h* una obligación de pago por garantía de potencia que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPGPCC(uaccn, h) = \sum_{nt, ta} MEDPF(uaccn, h, nt, ta) \times [1 + CP(h, nt, ta)] \times PRGP(h, ta)$$

donde:

MEDPF(uaccn, h, nt, ta) = Medida total en punto frontera del consumo de energía adquirida en el mercado de producción de los puntos frontera de la unidad de adquisición *uaccn* en la hora *h* con nivel de tensión *nt* y tarifa de acceso *ta*.

CP(h, nt, ta) = Coeficiente de pérdidas para contratos de acceso para traspasar la energía suministrada, a nivel de tensión *nt* y tarifa de acceso *ta* en la hora *h*, a los consumidores cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997. Los coeficientes serán los vigentes en la hora *h* del mes *m* según lo dispuesto en el Anexo correspondiente del Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año o en la normativa que resulte aplicable.

PRGP(h, ta) = Precio unitario por garantía de potencia vigente en la hora *h* para energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso *ta*.

El Operador del Sistema mantendrá actualizado, y a disposición de los sujetos del mercado, un documento electrónico con el valor de PRGP(h, ta) aplicable en cada hora de cada mes indicando la referencia normativa que establece el valor.

En el caso de que la liquidación se realice sin medidas de la unidad *uaccn*, la obligación de pago por garantía de potencia se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPGPCC(uaccn, h) = EF(uaccn, h) \times PRGPME(h)$$

donde:

EF(uaccn, h) = Energía final de la unidad *uaccn* en la hora *h* obtenida como suma de la energía programada y del desvío liquidado.

PRGPME(h) = Precio unitario medio estimado por garantía de potencia en la hora h que se calculará como la media ponderada de los precios unitarios definidos en la hora h para cada tarifa de acceso:

$$\text{PRGPME}(h) = \sum_{ta} \text{Pond}(ta) \times \text{PRGP}(h,ta)$$

Las ponderaciones se revisarán para cada año natural sobre la base de la información disponible publicada por la CNE sobre la distribución, por tarifas de acceso, del consumo peninsular para los suministros de clientes en el mercado liberalizado. A la entrada en vigor de este procedimiento de operación, las ponderaciones serán las siguientes:

Tarifa de seis periodos	0,70
Tarifa de tres periodos en alta tensión	0,12
Tarifa de tres periodos en baja tensión	0,12
Tarifa de dos periodos	0,01
Tarifa de un periodo	0,05

El Operador del Sistema mantendrá actualizado, y a disposición de los sujetos del mercado, un documento electrónico con el valor de PRGPME(h) aplicable en cada hora de cada mes de cada año natural.

5.2 Distribuidores.

Cada distribuidor dis tendrá en la hora h una obligación de pago por garantía de potencia que se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{OPGPDI}(dis,h) = Y(m) \times \text{DBC}(dis,h)$$

donde:

$\text{DBC}(dis,h)$ = Demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el distribuidor dis en la hora h menos la producción correspondiente al régimen especial a tarifa, en la zona del distribuidor dis en la hora h . En el caso de que en la hora h esta producción sea superior a la demanda, el valor $\text{DBC}(dis,h)$ será cero.

$Y(m)$ = Precio unitario Y del pago por garantía de potencia que se calcula como la relación entre el cobro total por garantía de potencia en el mes m , descontados los pagos realizados por este concepto por los comercializadores y consumidores cualificados durante el mismo período, y la demanda elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción en el mes por los distribuidores. El cálculo de $Y(m)$ se realizará con la siguiente fórmula:

$$Y(m) = [\text{RTGP}(m) - \sum_{uacc} \sum_d \sum_h \text{OPGPCC}(uaccn,h,d)] / \sum_{dis} \sum_d \sum_h \text{DBC}(dis,h,d)$$

6. DERECHOS DE COBRO.

6.1 Sujetos con derecho al cobro.

Tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las unidades de producción que presenten ofertas en los mercados de energía eléctrica con entrega física así como las unidades de producción por la parte de la energía generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral con entrega física, siempre que tales unidades de producción acrediten su disponibilidad en los términos recogidos en el apartado 3 del punto primero de la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 que establece el requisito de acreditar desde el 1 de enero de 2005 un funcionamiento mínimo de 50 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga.

El cálculo del número de horas de funcionamiento de la unidad de producción up en el año natural $a-1$, anterior al año a para el que se debe acreditar el derecho de cobro por la garantía de potencia, se realizará con la siguiente fórmula:

$$\text{NHOR}(a-1,up) = \sum_m \sum_d \sum_h \text{máx}[0, \text{MED}(up,h,d,m)] / \text{PNI}(d,m)$$

donde:

$\text{MED}(up,h,d)$ = Medida de la unidad de producción up en la hora h del día d del año $a-1$. En ausencia de medida se tomará el valor cero.

$\text{PNI}(d)$ = Potencia neta instalada de la unidad up el día d del año $a-1$

6.2 Unidades de producción.

6.2.1 Asignación del importe.

Las unidades de producción up con derecho al cobro en el mes m tendrán un derecho de cobro que será el resultado de asignar el importe total proporcionalmente al valor de la potencia para asignación del cobro de garantía de potencia:

$$\text{DCGP}(up,m) = \text{RTGP}(m) \times \text{PGP}(up,m) / \sum_{up} \text{PGP}(up,m)$$

donde:

$\text{PGP}(up,m)$ = es la potencia para la asignación del derecho de cobro de garantía de potencia de la unidad de producción up en el mes m . Este valor será el resultado del producto del coeficiente de disponibilidad por la potencia equivalente y por la proporción del mes en que la unidad de producción tiene derecho al cobro por garantía de potencia. El valor se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{PGP}(up,m) = \text{CMES}(up,m) \times \text{CDIS}(up,m) \times \text{PEQ}(up,m)$$

donde:

CMES(up,m) Es el cociente entre el número de horas del mes que la unidad de producción *up* tiene derecho al cobro por garantía de potencia y el número total de horas del mes. Este valor será de aplicación a las unidades de producción que inician o finalizan su presencia en el mercado de producción durante el mes *m*. Este valor será de aplicación en cualquier otra circunstancia que restrinja el derecho de cobro de forma parcial durante un mes natural. En el caso de unidades de gestión hidráulica o de energías renovables no consumibles compuestas por varias unidades de producción se calculará la proporción media ponderada con la potencia equivalente de cada instalación y el número de horas del mes en el que cada instalación ha estado presente en el mercado:

$$CMES(up,m) = \sum_d \sum_{ip} NH(d) \times PEQ (up,d) / [NH(m) \times \sum_d \sum_{ip} PEQ (up,d)]$$

CDIS (up,m) = Coeficiente de disponibilidad de la unidad de producción *up* en el mes *m*. En el caso de unidades de producción térmicas su valor se calculará de acuerdo con lo dispuesto en el punto 6.3. En el resto de unidades de producción su valor será igual a uno.

PEQ (up,m) = Potencia equivalente de la unidad de producción *up* en el mes *m* que se calculará como la media entre la potencia media mensual neta instalada y la potencia media de la unidad de producción limitada por la disponibilidad de materias primas:

$$PEQ (up,m) = [PNIMM (up,m) + PMLDMP (up,m)] / 2$$

La potencia neta instalada media mensual, PNIMM, se calculará según lo dispuesto en el apartado 6.2.2. La potencia media limitada por disponibilidad de materias primas se calculará, PMLDMP, se calculará según lo dispuesto en el apartado 6.4.

6.2.2 Potencia neta instalada media mensual.

La potencia media neta instalada de la unidad de producción *up* en el mes *m* se calculará con la siguiente fórmula:

$$PNIMM (up,m) = [\sum_d PNI(up, d) \times NH (d)] / \sum_d NH (d)$$

donde:

PNI (up,d) = Potencia neta instalada de la unidad *up* en el día *d* aprobada por Resolución. En su defecto se utilizará el valor de la potencia neta que figure en el Registro de

Instalaciones de Producción. La potencia se utilizará en MW con dos decimales.

El valor de la potencia neta instalada mensual de la unidad de producción hidráulica o de otras energías renovables no consumibles será la suma de las potencias netas instaladas mensuales de las centrales que la componen.

6.3 Coeficiente de disponibilidad de unidades térmicas.

6.3.1 Primer año de operación comercial.

Hasta el penúltimo mes del primer año de operación comercial, el coeficiente de disponibilidad del mes será el determinado por Resolución, CDISGE(up), en su defecto se aplicará lo dispuesto en punto 6.3.2.

El último mes del primer año de operación comercial, el coeficiente de disponibilidad del mes completo se calculará con la siguiente fórmula:

$$CDIS (up,m) = \{ CDISDGE (up) \times NHOC (up,m) + CDISC (up,m') \times [NH(m) - NHOC (up,m)] \} \div NH (m)$$

donde:

CDISC (up,m') = Coeficiente de disponibilidad calculado de acuerdo a lo establecido en el punto 6.3.2 sobre los días *m'* del mes *m* que son posteriores al último día del primer año de operación comercial.
 NHOC (up,m) = Número de horas del mes *m* dentro del primer año de operación comercial de la unidad *up*.
 NH(m) = Número de horas del mes *m*.

6.3.2 Meses completos posteriores al primer año de operación comercial.

La potencia neta disponible se define como la potencia neta instalada corregida con las posibles declaraciones de indisponibilidad presentadas al operador del sistema. Las declaraciones de indisponibilidad indicarán la hora de inicio y de fin de la indisponibilidad con precisión de minutos así como la potencia neta disponible (PDD). Si la potencia neta disponible es superior a la potencia neta instalada PNI, se considerará como potencia disponible declarada la potencia neta instalada.

La indisponibilidad con inicio declarado con formato *hh:mi* se considerará iniciada en la hora *hh:mi:00*. La indisponibilidad con finalización declarada con formato *hh:mi* se considerará finalizada en la hora *hh:mi:00*. Los inicios o finalizaciones en la medianoche podrán comunicarse indistintamente como 00:00 del día que empieza o 24:00 del día que termina. En el caso de que existan varias declaraciones de una misma indisponibilidad se considerará para el cálculo la última comunicada.

La indisponibilidad de los grupos con un programa horario de funcionamiento final, que no haya sido establecido para resolver restricciones técnicas del sistema, se incrementará mediante un coeficiente $K_1 = 1,1$.

La indisponibilidad de los grupos con un programa horario de funcionamiento final, que haya sido establecido para resolver restricciones técnicas del sistema, se incrementará mediante un coeficiente $K_2 = 1,2$.

El cálculo del coeficiente de indisponibilidad se calculará con la siguiente fórmula:

$$CDIS (up,m) = \sum_h PMDP (up,h) \div \sum_d [PNI(up,d) \times NH (d)]$$

Si $CDIS (up,m) < 0$, entonces se tomaría $CDIS(up,m) = 0$

donde:

$PNI (up,d) =$ Potencia neta instalada de la unidad up en el día d aprobada por Resolución. En su defecto se utilizará el valor de la potencia neta que figure en el Registro de Instalaciones de Producción. La potencia se utilizará en MW con dos decimales.

$PMDP(up,h) =$ Potencia media disponible de la unidad de producción up , con ponderación de indisponibilidades, en la hora h del día d del mes m calculada como se indica a continuación.

La potencia media disponible ponderada de una unidad de producción up en una hora h , $PMDP(up,h)$ se calculará con la siguiente fórmula:

$$PMDP (up,h) = PNI(up,d) - IP(up,h)$$

donde:

$PNI(up,d) =$ Potencia neta instalada de la unidad up en el día d al que pertenece la hora h .

$IP(up,h) =$ Indisponibilidad ponderada de la unidad de producción up en la hora h , que se calculará como se indica a continuación.

La indisponibilidad ponderada de la unidad de producción up en la hora h se calculará con la siguiente fórmula:

$$IP (up,h) = ILIB(up,h) + 1,1 \times IPHF(up,h) + 1,2 \times IPVP(up,h)$$

donde:

$IPVP(up,h) =$ Parte de la indisponibilidad de la unidad de producción up en el minuto mi que ha afectado a la energía programada en la hora h en la Fase 1 del proceso de restricciones técnicas del PBF.

$IPHF(up,h) =$ Parte de la indisponibilidad de la unidad de producción up en el minuto mi que ha afectado al PHF de la hora h , una vez descontada la parte de $IPVP(m)$.

$ILIB(up,h) =$ Parte de la indisponibilidad de la unidad de producción up en el minuto mi que no ha afectado al PHF de la hora h , en el minuto mi .

Estos tres términos se calculan con las siguientes fórmulas:

$$IPBF (up,h) = \max\{ 0 , \min[PNI(up,d),PBF(up,h)] - PMD (up,h) \}$$

$$IPVP (up,h) = \max\{ 0 , \min[PNI(up,d),PBF(up,h) + F1(up,h)] - PMD(up,h) - IPBF(up,h) \}$$

$$IPHF (up,h) = \max\{ 0 , \min[PNI(up,d),PHF(up,h)] - PMD(up,h) - IPVP(up,h) \}$$

$$ILIB (up,h) = \max\{ 0 , PNI(up,d) - PMD(up,h) - IPVP(up,h) - IPHF(up,h) \}$$

donde:

$IPBF(up,h) =$ Parte de la indisponibilidad que ha afectado al programa PBF de la hora h .

$PBF(up,h) =$ Energía de la unidad de producción up en el Programa Base de Funcionamiento de la hora h .

$F1(up,h) =$ Energía asignada a la unidad de producción up en la fase 1 del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF en la hora h .

$PHF(h) =$ Energía de la unidad de producción up en el Programa Horario Final de funcionamiento de la hora h .

$PMD(up,h) =$ Potencia declarada disponible de la unidad de producción up en la hora h

$$PMD = \sum_{mi} PDD(up,mi) / 60$$

$PDD(up,mi) =$ Potencia declarada disponible de la unidad de producción up en el minuto mi , en su defecto se tomará el valor $PNI(up,d)$.

El valor de $PMDP(h)$ se redondeará a dos decimales y se incorporará, incluso si su signo es negativo, en la fórmula del coeficiente de disponibilidad mensual $CDIS(up,m)$.

6.4 Potencia media limitada por disponibilidad de materias primas.

6.4.1 Unidades térmicas.

Las declaraciones de indisponibilidad de materias primas indicarán la hora de inicio y de fin de la indisponibilidad con precisión de minutos así como la potencia neta disponible. Si la potencia neta declarada supera la potencia neta instalada aprobada por Resolución, se tomará como valor declarado la potencia neta instalada.

La indisponibilidad con inicio declarado con formato hh:mi se considerará iniciada en la hora hh:mi:00. La indisponibilidad con finalización declarada con formato hh:mi se considerará finalizada en la hora hh:mi:00. Los inicios o finalizaciones en la medianoche podrán comunicarse indistintamente como 00:00 del día que empieza o 24:00 del día que termina.

La potencia media limitada en el mes natural m se calculará para los días d del mes m en los que la unidad tenga derecho al cobro por garantía de potencia con la siguiente fórmula:

$$\text{PMLDMP}(m) = \left[\sum_{mi} \text{PDMP}(mi) \right] / \left[\sum_d \text{NH}(d) \times 60 \right]$$

donde:

$\text{PDMP}(mi)$ = Potencia máxima derivada de la indisponibilidad de materias primas en el minuto mi del día d . En el caso de existir declaración presentada al Operador del Sistema se tomará dicho valor, en caso contrario se tomará el valor de la potencia neta instalada el día d ; en este último caso $\text{PDMP}(mi) = \text{PNI}(d)$.

6.4.2 Centrales hidráulicas y otras energías renovables no consumibles.

La potencia media limitada en el mes natural m se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{PMLDMP}(c,m) = \left[\sum_{a=1,5} \text{PRDB}(c,m,a) / \text{NH}(m,a) \right] / 5$$

donde:

$\text{PRDB}(c,m,a)$ = Producción neta del mes m en el año a de los últimos 5 años naturales de la central o instalación de producción c .
 $\text{NH}(m,a)$ = Número de horas del mes m del año a

El valor de la potencia media limitada de la unidad de producción hidráulica o de otras energías renovables no consumibles será la suma de las potencias medias limitadas de las centrales o instalaciones de producción que la componen. Si una instalación cambia de unidad de producción asignada durante el mes, su potencia media limitada se repartirá entre las unidades asignadas en proporción al número de días en los que está asignada a cada una en el mes m .

Si no existen 5 años de producción neta medida del mes m , la potencia media limitada se calculará como la media del número de años disponibles. Si no existe ningún año con producción neta medida del mes m , la potencia media limitada se calculará como el producto de la potencia neta instalada media mensual en el mes m por 0,25.

6.4.3 Unidades de bombeo puro

La potencia media limitada por disponibilidad de materias primas se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{PMLDMP}(up,m) = \text{PNIMM}(up,m) \times 0,35 \times \text{CRED}(up,m)$$

donde:

$\text{PNIMM}(up,m)$ = Potencia neta instalada en turbinación media mensual.
 $\text{CRED}(up,m)$ = Coeficiente reductor en el mes m de la unidad de producción up de bombeo puro calculado con la siguiente fórmula:
 $\text{CRED}(up,m) = \sum_{d=1, \text{ND}(m)} \text{CRED}(up,d) / \text{ND}(m)$

donde:

$\text{CRED}(up,d)$ = En los días en que en cualquiera de las cuatro primeras horas del día posteriores a las del periodo 6 de la tarifa de acceso de seis periodos, el vaso superior se encuentre con un volumen de agua embalsada mayor o igual al 75% de su volumen útil de almacenamiento o pueda funcionar durante 12 horas seguidas a plena carga, entonces el valor será igual a uno, $\text{CRED}(up,d)=1$.
 En los casos en los que no se cumpla ninguna de las condiciones anteriores, $\text{CRED}(up,d)$ se calculará como el cociente entre el valor porcentual máximo de llenado de cualquiera de las 4 primeras horas del día posterior a las del periodo 6 de la tarifa de acceso de seis periodos y el 75% de su volumen útil de almacenamiento.
 En los días en que el periodo 6 abarque todas las horas del día $\text{CRED}(up,d)$ se calculará como el cociente entre el valor porcentual máximo de llenado alcanzado en cualquier hora del día y el 75% de su volumen útil de almacenamiento, siendo igual a 1 en el caso de que en alguna hora se supere el 75% de llenado del embalse superior respecto a su volumen útil, o pueda funcionar durante 12 horas seguidas a plena carga

$\text{ND}(m)$ = Número de días del mes m .

6.4.4 Centrales de bombeo mixto.

La potencia media limitada por disponibilidad de materias primas se calculará con la siguiente fórmula:

$$\text{PMLDMP}(c,m) = \text{PNIMM}(c,m) \times 0,35 + \text{PMLMI}(c,m)$$

donde:

$\text{PNIMM}(c,m)$ = Potencia neta instalada en turbinación media mensual.
 $\text{PMLMI}(c,m)$ = Producción neta del grupo de bombeo mixto i con aportaciones naturales en el mes m del año j de los últimos 5 años naturales.
 $\text{PMLMI}(c,m) = \left[\sum_{a=1,5} \text{PRDB}(c,m,a) / \text{NH}(m,a) \right] / 5$

P.O. 14.6.

P.O. 14.6 LIQUIDACIÓN DEL SALDO MENSUAL RESULTANTE DE LA EJECUCIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES NO COMERCIALES.

1. OBJETO.

El objeto de este Procedimiento de Operación es establecer el proceso de la liquidación en el mercado de producción de energía eléctrica del saldo mensual resultante de la ejecución de los siguientes intercambios internacionales no comerciales:

- Desvíos de regulación entre sistemas.
- Intercambios de apoyo entre sistemas.
- Los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos por Red Eléctrica de España, S.A (REE) con Electricité de France (EDF) a los que se refiere el apartado tercero de la Disposición transitoria novena de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y también a Red Eléctrica de España, S.A. por los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos por Red Eléctrica de España, S.A. a los que se refiere el capítulo III de la Orden Ministerial de 29 de Diciembre de 1997.

3. DESVÍOS DE REGULACIÓN ENTRE SISTEMAS.

El Operador del Sistema llevará una cuenta de compensación mensual en la que se incorporarán las anotaciones en cuenta establecidas en el P.O. 14.4 por la energía de los desvíos de regulación entre sistemas valorados al precio marginal horario del mercado diario.

El saldo mensual de esta cuenta de compensación se asignará a cada Sujeto Distribuidor en proporción al valor económico de sus compras netas mensuales en el mercado de producción descontando el consumo cubierto con la producción de régimen especial a tarifa en su zona; si dicha producción es igual o superior al consumo la unidad quedará excluida de la asignación. La energía neta adquirida en el mercado diario e intradiario se valorará al precio marginal correspondiente.

4. INTERCAMBIOS DE APOYO ENTRE SISTEMAS.

4.1 Los intercambios de apoyo establecidos en el P.O. 14.4, apartado 8.1 entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada, se anotarán en la cuenta del Operador del Sistema. El saldo mensual de dichos intercambios será liquidado al Operador del Sistema que será responsable de su liquidación a los Operadores del Sistema correspondientes.

4.2 Los intercambios de apoyo establecidos en el P.O. 14.4, apartado 8.2 entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario que se anotarán en una cuenta de compensación mensual, el saldo mensual de dicha cuenta se asignará con el mismo tratamiento contemplado para los desvíos de regulación entre sistemas.

5. CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SUSCRITOS ENTRE REE Y EDF.

El Operador del Sistema determinará el excedente o déficit de los resultados de la integración en el mercado de producción español de los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos entre EDF y REE de la siguiente forma:

$$\text{Excedente/Déficit} = \text{SNMDMI} + \text{SNAJGP} - \text{SNCON}$$

Siendo:

SNMDMI: Saldo neto de la liquidación de las operaciones en el mercado diario e intradiario de los contratos de suministro de EDF a REE y de REE a EDF correspondientes al mes anterior, liquidación que le habrá sido comunicada anteriormente por el Operador del Mercado a REE.

SNAJGP: Saldo neto de la liquidación mensual de los servicios de ajuste del sistema anotados a las unidades que representan la importación y la exportación de los contratos de suministro de EDF a REE y de REE a EDF, respectivamente, determinado por el Operador del Sistema.

SNCON: Saldo neto de los ingresos y costes reconocidos a dichos contratos determinados por REE en base a las Resoluciones publicadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, información que será comunicada al Operador del Sistema antes del décimo día natural del mes siguiente.

El excedente o déficit resultante se asignará con el mismo tratamiento contemplado para los desvíos de regulación entre sistemas.

P.O. 14.7.**P.O. 14.7 EXPEDICIÓN DE FACTURAS, COBROS Y PAGOS****1. OBJETO.**

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales del proceso de expedición de facturas y de la gestión de los cobros y pagos correspondientes a cualquiera de las liquidaciones establecidas en el calendario del proceso de liquidación, según el procedimiento de operación 14.1.

El Operador del Sistema podrá habilitar a un Tercero Autorizado para realizar las actividades de expedición de facturas y de gestión de cobros y pagos. El Operador del Sistema podrá habilitar al Tercero Autorizado para que actúe como contrapartida central. El Operador del Sistema informará adecuadamente a los Sujetos del Mercado de la habilitación al Tercero Autorizado.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Este procedimiento de operación es de aplicación a los Sujetos del Mercado de Producción y al Operador del Sistema, y en su caso, al Tercero Autorizado.

3. FACTURACIÓN.

Una vez se hayan realizado cualquiera de los procesos de liquidación establecidos en el procedimiento de operación 14.1, se comunicará a los Sujetos de Liquidación los importes que adeudan o que se les adeudan, de acuerdo con las mencionadas liquidaciones, mediante la expedición de las correspondientes facturas y su importe neto en una nota de cargo o de abono según corresponda.

Las facturas se expedirán conforme a lo establecido en la Disposición Adicional Tercera del Real Decreto 1496/2003, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación, y se modifica el Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido.

La comunicación se realizará en los plazos establecidos en el procedimiento de operación 14.1 por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

4. CARACTERÍSTICAS DE LAS FACTURAS Y DE LAS NOTAS DE CARGO O ABONO.**4.1. Facturas.**

En su caso, se pondrá a disposición del Sujeto de Liquidación su correspondiente factura de compra en la que se hará constar lo siguiente:

- Periodo mensual de liquidación.
- Energía adquirida
- Importe total de las obligaciones de pago.
- Cuota de la moratoria nuclear a la que se refiere el artículo 6.3, párrafo segundo del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.
- Cuota soportada del Impuesto sobre la Electricidad, artículo 64 bis, A),6. de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) soportado.

En su caso, se pondrá a disposición del Sujeto de Liquidación su correspondiente factura de venta en la que se hará constar lo siguiente:

- Periodo mensual de liquidación.
- Energía vendida.
- Importe total de los derechos de cobro.
- Cuota de la moratoria nuclear a la que se refiere el artículo 6.3, párrafo segundo del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.
- Cuota repercutida del Impuesto sobre la Electricidad, artículo 64 bis, A),6. de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) repercutido.

En el caso de que el Sujeto de Liquidación realice actividades de representación en nombre propio pero por cuenta ajena, las facturas por dicha actividad se expedirán separadamente de las facturas por el resto de actividades del sujeto.

4.2. Notas de abono o cargo.

Junto con las facturas, se pondrá a disposición de los Sujetos de Liquidación la nota de cargo o de abono por el importe neto a pagar o recibir resultante de la factura o facturas correspondientes al mismo día de cobros y pagos.

En dicha nota se hará constar lo siguiente:

- Importe a pagar o recibir por el Sujeto de Liquidación por el conjunto de las facturas.
- Identificación de las facturas que comprende la nota de cargo o de abono.
- Fecha y hora límite de pago.
- Cuenta en la que se debe recibir el pago del Sujeto de Liquidación.
- Cuenta del Sujeto de Liquidación en la que se efectuará el pago.

5. OBLIGACIONES PARA LOS SUJETOS QUE RESULTEN COMO DEUDORES.

El Sujeto de Liquidación que resulte deudor deberá ingresar la cantidad que le corresponda abonar según el apartado 4, incluyendo todos los impuestos o recargos que legalmente estén establecidos en cada momento.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10:00 del día establecido como de pago en el calendario del proceso de liquidación, según el P.O. 14.1.

El pago deberá realizarse en la cuenta que se haya designado y comunicado en la nota de cargo, o por el procedimiento de cargo directo o domiciliación que proceda en cada caso.

El deudor no se liberará de su obligación de pago sino cuando el importe adeudado sea ingresado en la cuenta designada.

6. DERECHOS PARA LOS SUJETOS QUE RESULTEN COMO ACREEDORES.

Se pagará a los Sujetos de Liquidación que resulten acreedores el importe que corresponda según el apartado 4, incluyendo todos los impuestos o recargos que legalmente estén establecidos en cada momento.

Los datos de la cuenta bancaria donde deben realizarse los abonos deberán ser comunicados mediante documento escrito y firmado por persona con poder de representación suficiente.

El día en que deberá realizarse el abono será preferentemente el mismo que el definido para el pago por parte de los Sujetos que resulten deudores, y con la misma fecha valor, excepto que el sistema de domiciliación o cargo directo implique, por normativa bancaria, un desfase entre los cobros y los pagos.

7. COMPENSACIÓN DE IMPORTES ENTRE SUJETOS DEL MISMO GRUPO.

A efectos de reducción del movimiento de fondos en la misma fecha, los Sujetos de Liquidación integrados en un mismo grupo societario podrán solicitar la compensación de sus importes deudores y acreedores correspondientes a una misma liquidación. En ese caso, se realizará, en caso de saldo acreedor, un único pago neto a la cuenta designada en la solicitud. En caso de saldo deudor, los Sujetos de Liquidación, conjuntamente, realizarán un único pago neto a la cuenta designada.

8. RÉGIMEN DE IMPAGOS.

Si a las 11:00 de la fecha de pago no se confirma la recepción en la cuenta designada del importe correspondiente, se seguirán las siguientes actuaciones:

- a. Se ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en el P.O. 14.3. Si la ejecución de la garantía permite el cobro inmediato de la misma, se efectuará el conjunto de los pagos previstos. Si la ejecución de la garantía no permite el cobro inmediato de la cantidad adeudada, se minorará a prorrata los derechos de cobro de los Sujetos de Liquidación acreedores y se efectuará el pago por los importes corregidos.
- b. La cantidad adeudada devengará intereses de demora al tipo EONIA más 5 puntos, con un mínimo de 200 euros, a cargo del Sujeto moroso, y además producirá una penalización fija de 300 euros.
- c. Una vez saldada la deuda (incluyendo intereses de demora y penalización), se procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los Sujetos de Liquidación acreedores.

En todo caso, desde el momento del impago, los derechos de cobro devengados que el Sujeto deudor pueda tener, quedarán afectos al pago de la deuda, intereses de demora y penalizaciones, por lo que en su fecha de pago serán reducidos en la cuantía que permanezca impagada.

9. CALENDARIO.

Antes del inicio de cada año natural, se pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado el calendario de pagos para el siguiente año natural. Este calendario detallará las fechas límite de comunicación de los cargos y abonos y las fechas límite de pago de cada liquidación, y estará en consonancia con el calendario de días inhábiles y festivos publicado según el P.O. 14.1.

PREVISIÓN DE LA COBERTURA Y ANÁLISIS DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

P.O. 2.2

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es definir el proceso de previsión de la cobertura de la demanda eléctrica y del uso de los recursos de producción, así como de las reservas hidroeléctricas, con diversos horizontes, desgloses y periodicidades, y evaluar el margen de garantía de seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico a corto y medio plazo.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación para el Operador del Sistema (OS) y para los sujetos del mercado (SM).

3. PREVISIONES CON HORIZONTE ANUAL

3.1 Cobertura

EL OS elaborará mensualmente una previsión de cobertura de la demanda del sistema con un horizonte anual móvil, desglosado por meses.

Para ello tendrá en cuenta las informaciones que deben enviar los sujetos relativas a la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas y las existencias de combustibles en parques y almacenamientos. Como resultado de la previsión se incluirán balances mensuales con la distribución estadística de los casos de cobertura resultante de las realizaciones del proceso estocástico de hidraulicidad y fallo térmico en las distintas hipótesis de estudio.

Los balances contendrán la participación previsible en la cobertura de los diferentes recursos de generación agrupados por tipos de combustible -nuclear, carbón, fuel/gas- producción hidráulica, ciclos combinados, producción en régimen especial e intercambios de importación o exportación por las interconexiones internacionales.

3.2 Análisis de seguridad

El OS analizará mensualmente la seguridad en la cobertura con un horizonte anual móvil.

El análisis de seguridad comprenderá los dos aspectos siguientes:

- a) Análisis en nudo único.
- b) Análisis zonal, detectando posibles problemas de cobertura

El primero evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción, teniendo en cuenta la disponibilidad de combustibles, las reservas hidroeléctricas en los embalses y la hidraulicidad, con diversos supuestos de demanda y de disponibilidad de los grupos generadores.

El análisis tendrá en cuenta la utilización prevista de los recursos de generación e incluirá la evolución global de las reservas hidráulicas anuales e hiperanuales, con diferentes probabilidades de ocurrencia.

Se utilizarán, como índices de riesgo, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva.

El análisis zonal pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas.

El informe de seguridad de la cobertura se comunicará mensualmente al órgano competente de la Administración española y a la Comisión Nacional de Energía.

3.3 Método de estudio

Para la realización de los estudios de previsión de la cobertura y análisis de seguridad se emplearán los siguientes criterios:

- a) El orden de cobertura se determinará atendiendo al coste de oportunidad de la generación. Para las centrales térmicas este coste de oportunidad vendrá determinado fundamentalmente por los precios de reposición de los combustibles, sus restricciones de compra obligada o de almacenamiento. Para las centrales hidráulicas este coste de oportunidad será el de la generación térmica reemplazada.
- b) En las centrales térmicas se tendrán en cuenta las compras anuales garantizadas por central, de carbón, gas natural o cualquier otro combustible con restricciones de compra
- c) Las aportaciones futuras en los embalses de regulación se obtendrán de su función de distribución probabilística. El estado inicial de los embalses en cada ejecución, será el proporcionado por los agentes propietarios al comienzo de cada periodo, según lo dispuesto más adelante en este procedimiento.
- d) Las existencias en parques de carbón y en tanques de combustible serán las declaradas por sus propietarios al comienzo de cada período de estudio.
- e) Los planes de revisión de las centrales serán los elaborados por el OS a partir de la información recibida de las empresas propietarias.
- f) La estructura de consumo en termias de Poder Calorífico Inferior (PCI) será la facilitada por las empresas propietarias de las centrales.
- g) La energía a ceder a la red por los productores de Régimen Especial será estimada a partir de datos históricos, tendencias e informaciones de organismos oficiales y de elaboración propia.
- h) Se tendrán en cuenta las características técnicas de los contratos bilaterales e intercambios acordados con agentes o clientes externos.

3.4 Información necesaria

3.4.1 Centrales térmicas de carbón

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar al OS la información siguiente:

- a) Existencias de carbón en toneladas, desglosadas por tipos y características térmicas medias de cada tipo, o en su defecto en millones de termias PCI.
- b) Estructura de consumo y fracción de cada tipo de combustible que sea preciso mezclar, en su caso, por razones ambientales.
- c) Plan previsto de entregas de carbón de compra garantizada para los meses restantes del año en curso o, en su defecto, cantidades del cupo previsto de cada año realmente entregadas hasta la fecha.
- d) Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción.

3.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar al OS la información siguiente:

- a) Existencias de fuelóleo, clasificado por tipos, almacenadas en tanques o en almacenamientos concertados. En este último caso se indicarán, si existen, las posibles restricciones de trasiego.
- b) Tipos de fuelóleo o, en su caso, mezclas previstas consumidas por cada grupo de la central.
- c) Variaciones previsibles de disponibilidad (grupos de fuelóleo, gas o mixtos).

3.4.3 Centrales de ciclo combinado

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar al OS la información siguiente:

- a) Existencias de gasóleo, u otro combustible alternativo, almacenado en tanques o en almacenamientos concertados. En este último caso se indicarán, si existen, las posibles restricciones de trasiego.
- b) Cualquier limitación o restricción prevista en el suministro de gas.
- c) Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción. En particular las que pudieran derivarse del cambio de combustible.

3.4.4 Centrales hidroeléctricas y de bombeo

Todos los martes laborables o, en su caso, el día hábil anterior, las empresas propietarias de centrales hidroeléctricas deberán transmitir al OS la siguiente información:

- a) Energía almacenada en cada uno de los embalses de su propiedad con capacidad de regulación semanal o superior, o en agrupaciones de los mismos cuando no disponen de esta capacidad
- b) Aportaciones en los embalses y caudales previstos.
- c) Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- d) Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad de oferta hidráulica durante doce horas consecutivas, una vez cada semana.
- e) Aquellas restricciones a la explotación de los embalses de regulación que eventualmente puedan existir.
- f) Variaciones previsibles de disponibilidad de los grupos hidráulicos y de bombeo.

3.4.5 Contratos de importación o exportación.

Las empresas que suscriban contratos de intercambio con empresas de otros países deberán comunicar al OS las características técnicas de los citados contratos.

4. PREVISIONES A LARGO PLAZO

El OS efectuará un análisis de seguridad de la cobertura del sistema que abarcará las provisiones para los 10 años siguientes al año en curso y que se comunicará al órgano competente de la Administración española y a la Comisión Nacional de Energía en el mes de diciembre de cada año. Esta previsión de la cobertura analizará diversas hipótesis de crecimiento de la demanda y de desarrollo del parque generador, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. Además, se considerarán las hipótesis de política energética (planes de la minería, etc.), política medioambiental (limitación de emisiones de CO₂, normativas, etc.), hipótesis de altas y bajas de equipo generador, etc.

Como resultado de la previsión se incluirán los balances anuales de potencia, que se utilizarán para evaluar las necesidades de equipo. Como complemento, se presentarán los balances de energía que se obtengan en los diferentes supuestos que se consideren.

5. INFORMACIÓN QUE FACILITARÁ EL OPERADOR DEL SISTEMA

El informe mensual de previsión, junto con las hipótesis que hayan servido para su elaboración, será comunicado al órgano competente de la Administración Española.

Además, el OS publicará la información correspondiente al estado de los embalses con aprovechamiento hidroeléctrico, de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con el OS. Esta información será actualizada antes de las 18:00 horas de cada jueves, en todos aquellos casos en los que las modificaciones respecto a la información previamente publicada lo hagan así aconsejable.

PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN

P.O. 3.1

1. OBJETO

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

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación utilizadas en el proceso de programación de la generación.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El programa diario base de funcionamiento (PDBF)
- b) El programa diario viable provisional (PDVP)
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF)
- e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48)
- g) El programa cierre (P48CIERRE)

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS)
- b) Sujetos del Mercado (SM)

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. DEFINICIONES

3.1 Programa diario base de funcionamiento (PDBF)

Es el programa de energía diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del programa resultante de la casación del mercado diario comunicado por el OM, y la información de ejecución de contratos bilaterales comunicada por los sujetos titulares

de las correspondientes unidades de programación una vez confirmada esta ejecución.

3.2 Programa diario viable provisional (PDVP)

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

3.3 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.

3.4 Programa horario final (PHF)

Es la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

3.5 Programa horario operativo (P48)

Es el programa operativo que el OS establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

3.6 Restricción técnica

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

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones técnicas y la gestión de los correspondientes servicios complementarios.

3.7 Desvíos generación-consumo

Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias importantes entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda programada en los resultados de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Para la resolución de estos desvíos generación-consumo se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establece la gestión de los servicios complementarios de regulación, y también, cuando así sea aplicable, el mecanismo de gestión de desvíos generación-consumo, establecido de la misma forma en los procedimientos de operación.

3.8 Programa cierre (P48CIERRE)

Es el programa que queda establecido 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 del sistema y gestión de desvíos.

4. PROGRAMACIÓN PREVIA

4.1 Subasta explícita diaria de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España e Intercambios de información previos al MD relativos a la programación de intercambios en dicha interconexión

Dos días laborables antes del día de suministro, antes de las 16:00, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones para la programación y los resultados de la asignación serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España y en la Reglas Conjuntas de Asignación de

Capacidad en la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

- El OS recibirá de los sujetos las comunicaciones de ejecución de los contratos bilaterales internacionales con entrega física, en uso de los derechos físicos de capacidad adjudicados en las subastas explícitas anuales y/o mensuales aplicadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos para la asignación de capacidad de intercambio en dicha interconexión
- El OS recibirá de los sujetos la información referente a las nominaciones de los derechos físicos de capacidad adjudicados en las subastas explícitas anuales y/o mensuales aplicadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos para la asignación de capacidad de intercambio en dicha interconexión, así como sus contrapartes en el sistema eléctrico francés. Para estas nominaciones, utilizarán el código con el que se haya identificado dicha contraparte ante el operador del sistema eléctrico francés.
- La falta de nominación de la capacidad adjudicada, o del programa de energía establecido mediante contratación bilateral, o la no comunicación de su contraparte en el sistema eléctrico francés, por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una renuncia a los derechos físicos de capacidad previamente asignados. Este proceso será paralelo al proceso de nominaciones ante el operador del sistema eléctrico francés que se realizará en el sistema eléctrico vecino.
- Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las nominaciones recibidas en ambos sistemas eléctricos. A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones correspondientes a la utilización de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión.
- Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla "usado o perdido", a las capacidades asignadas en horizonte anual y/o mensual, y que no han sido correctamente nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.
- Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad que serán ofrecidos, en uno y otro sentido de flujo, en la subasta explícita diaria.
- Finalmente, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a ejecutar la subasta explícita diaria, comunicando a continuación los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad.

El OS pondrá a disposición de los SM las autorizaciones para la programación asociadas a la capacidad obtenida en dicha subasta explícita diaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras dicha subasta explícita diaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto del mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario.

4.2 Publicación información previa al MD

Con una antelación no inferior a una hora respecto al cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del Operador del Mercado (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.

4.3 Programa diario base de funcionamiento (PDBF)

Antes de las 9:30 horas de cada día, los titulares de unidades afectas a contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad deberán comunicar al OS la información correspondiente a la ejecución diaria de estos contratos bilaterales prevista para el día siguiente, con indicación expresa de las unidades de programación que actúan de contrapartes en cada uno de estos contratos.

Para todos los contratos bilaterales con entrega física, la comunicación de su ejecución sólo será efectiva cuando se haya recibido la comunicación de esta ejecución por parte de los sujetos del mercado titulares de todas las unidades de programación afectas a la ejecución del contrato y ésta haya sido ya correctamente validada.

Antes de las 10:00 horas el OS pondrá a disposición del OM, para cada interconexión en la que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad, la información relativa a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física, de acuerdo con las comunicaciones de los SM al OS de la ejecución de los contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de dicha interconexión.

También antes de las 10:00 horas de cada día, el OS pondrá a disposición del OM los programas de energía correspondientes a los contratos bilaterales con entrega física ejecutados mediante la utilización de derechos de capacidad adquiridos en las subastas de capacidad anuales y/o mensuales aplicadas en la interconexión entre Francia y España.

Antes de esa misma hora, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física en utilización de los derechos de capacidad adquiridos en la subasta explícita de capacidad diaria.

Antes de las 11:00 horas de cada día, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación del mercado diario de producción, con los programas de energía contratados en el mercado diario, el precio marginal para cada periodo de programación, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión, incluidas las ofertas casadas asimiladas a contratos bilaterales con entrega física.

Antes de las 11:00 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a la contratación en el mercado diario, en aquellas ocasiones en las que ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, el OS recibirá de los sujetos titulares la información correspondiente a las nominaciones de los programas horarios de energía de todas y cada una de las unidades de programación, facilitando de forma desagregada la información de programas correspondiente a las distintas formas de contratación:

- Ejecución diaria de contratos bilaterales con entrega física, tanto nacionales, como internacionales, con indicación expresa de las unidades de programación que actúan de contrapartes en cada uno de estos contratos.
- Programas de energía gestionados en el mercado diario de producción.
- Programas correspondientes a ofertas casadas de venta de producción de régimen ordinario y de adquisición de energía de la empresa distribuidora del mismo grupo empresarial, asimiladas a contratos bilaterales con entrega física.
- Ejecución de contratos bilaterales entre empresas comercializadoras.

Junto a la anterior información, los sujetos titulares facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones del programa de las unidades de programación por unidad física y/o por unidades de producción equivalentes, en caso de que así sea de aplicación, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para cada unidad de programación.

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de los programas realizadas por los sujetos del mercado con la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.

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

- o Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales,

Se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes sujetos identificados como contrapartes en dicho contrato.

- o Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción,

Se tendrá en consideración el programa resultante de la casación del mercado diario, comunicado por el OM, limitándose la nominación de la correspondiente unidad al valor de este programa y se informará además al agente a este respecto.

Cuando, como consecuencia de alguno de los casos antes indicados, sea necesario modificar el programa nominado para una unidad de programación por el sujeto titular de la misma, el OS realizará la desagregación por unidad física con la mejor información disponible en cada caso.

Antes de las 12:00 horas de cada día, el OS pondrá a disposición de todos los sujetos del mercado y del OM, el programa diario base de funcionamiento (PDBF) correspondiente a la programación del día siguiente.

Antes de las 12:30 horas, o en caso de retraso en la publicación del PDBF, en el plazo máximo de 30 minutos desde su publicación, los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por unidad de gestión hidráulica (UGH) que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada UGH durante un tiempo máximo de 4 y 12 horas.

4.4 Programa diario viable provisional (PDVP)

Una vez publicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas. Este periodo de recepción de ofertas se mantendrá abierto durante 30 minutos.

El OS, teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la 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 PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas.

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 PDVP 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 PDBF, 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.

Antes de las 15:30 horas, los sujetos del mercado que hayan comunicado la ejecución de contratos bilaterales con entrega física o programado transacciones de mercado en utilización de las autorizaciones para la programación asociadas a la subasta explícita diaria referenciada en el apartado 4.1 de este procedimiento, deberán nominar al OS la utilización de la capacidad correspondiente a los programas de energía indicando su contraparte en el sistema eléctrico francés. Para esta comunicación utilizarán el código con el que se haya identificado dicha contraparte ante el operador del sistema eléctrico francés. La falta de nominación de la capacidad asociada a los programas de energía o la no nominación de su contraparte en el sistema eléctrico francés, por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una renuncia a los derechos físicos de capacidad previamente asignados en la subasta explícita diaria de capacidad.

4.5 Subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España

4.5.1 Primera Subasta Intradiaria de Capacidad

Una vez publicado el PDVP, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta explícita diaria aplicada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla "usado o perdido" a las capacidades asignadas en horizonte diario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la subasta explícita intradiaria siguiente.

Una vez realizada la subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las siguientes sesiones del mercado intradiario.

4.5.2 Sigüientes Subastas Intradiarias de Capacidad

Una vez publicado el PHF correspondiente a cada sesión del Mercado Intradiario, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados en los plazos establecidos por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta explícita intradiaria anterior aplicada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla "usado o perdido" a las capacidades asignadas en horizonte intradiario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la subasta explícita intradiaria siguiente.

Una vez realizada esta subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación como resultado de dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada a cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en la siguiente sesión del mercado intradiario.

Tras una primera fase transitoria de implantación en la que está prevista únicamente la realización de una segunda subasta explícita intradiaria, anterior a la sexta sesión del mercado intradiario, se establecerán después tantas subastas explícitas intradiarias de capacidad como sesiones del mercado intradiario de producción español, siguiendo el mismo esquema de programación indicado en el apartado 3 del Anexo I de este procedimiento.

4.6 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 antes de las 14:00 horas de cada día.

4.7 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 SM 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.

4.8 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 antes de las 21:00 horas de cada día.

4.9 Ofertas de regulación terciaria

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

5. MERCADO INTRADIARIO (MI)

En el horario establecido en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a las autorizaciones para la programación asociadas a la capacidad total de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, establecida tras la última subasta explícita intradiaria de capacidad que se haya celebrado con anterioridad a dicha sesión del MI, al objeto de que dicha información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas a dicha sesión del MI.

Las unidades de programación afectas a contratos bilaterales con entrega física podrán efectuar ajustes de programa mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía en las diferentes sesiones del MI.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas de cada una de las sesiones del MI, el OS recibirá de los sujetos titulares, la misma información facilitada por éstos para la elaboración del PDBF (nominaciones actualizadas de programas por unidad de programación y desagregaciones por unidad física o unidad de programación equivalente).

El OS, con esta información recibida de los sujetos titulares y del OM, realizará el mismo proceso de verificación y ajuste, en su caso, indicado en el apartado 4.3 de este procedimiento para la elaboración del PDBF.

El OS, teniendo en cuenta toda la información anteriormente mencionada, realizará un análisis de seguridad para identificar las posibles restricciones técnicas y, en su caso, las resolverá seleccionando la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas que den lugar a dichas restricciones técnicas, así como la incorporación de aquellas otras ofertas adicionales necesarias para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda.

El programa PHF se establecerá por el OS a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario, una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

El OS procederá a publicar el programa horario final (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 SM y al OM, a los efectos oportunos.

6. INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN POSTERIORES AL MERCADO INTRADIARIO PARA LA PROGRAMACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Una vez publicado el PHF los sujetos del mercado que hayan comunicado la ejecución de transacciones de mercado utilizando las autorizaciones para la programación resultantes de una subasta explícita anterior, deberán nominar al OS los correspondientes programas de energía para el horizonte de programación correspondiente, indicando su contraparte en el sistema eléctrico francés. Para esta comunicación utilizarán el código con el que se haya identificado dicha contraparte ante el OS del sistema eléctrico francés.

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio por sujeto que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tendidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos

Sobre los programas de energía correspondientes a unidades de programación de venta y adquisición de energía en el mercado sin disposición de derechos de capacidad (apartados 1.g) y 2.h) del Anexo II de este Procedimiento de Operación), se aplicarán redespachos del tipo de desvío comunicado para anular sus programas en aquellos periodos horarios que no puedan ser ya objeto de contratación en las futuras sesiones del mercado intradiario.

Con posterioridad a cada sesión del MI, el OS intercambiará la información recibida en las nominaciones de programas de energía de los SM, con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos al objeto de establecer de forma conjunta los valores finales de los programas a los que se refiere el párrafo anterior.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos.

7. GESTIÓN DE DESVÍOS

Los desvíos entre generación y consumo sobrevenidos 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.

8. PROGRAMACIÓN EN TIEMPO REAL

8.1 Programas horarios operativos (P48)

Los P48 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 P48 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.

8.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real

En el momento en que se produzca 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.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera 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.

8.3 Modificaciones de los P48

La modificación de un P48 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 comunicación de dos P48 consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda y/o la producción de origen eólico hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica programadas resultantes de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente del sujeto 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 sujeto del mercado.

8.4 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 proceso de resolución de restricciones técnicas.

9. PROGRAMA CIERRE (P48CIERRE)

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los sujetos titulares de unidades de programación el programa cierre (P48CIERRE) correspondiente a los programas finales de producción y consumo resultantes de los diferentes mercados y de la participación en los servicios del sistema.

10. INFORMACIÓN AL OM Y A LOS SUJETOS DEL MERCADO

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado 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.

11. UNIDADES DE PROGRAMACIÓN

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes

a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

11.1 Definición de Unidad de Programación

La Unidad de Programación es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este Procedimiento de Operación.

Las unidades de programación integran en el mercado los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará Unidad Física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el anexo de este procedimiento. También integrarán en el mercado los programas de importación o exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

La Unidad de Programación será también la unidad elemental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del Operador del Sistema.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el Operador del Sistema en el momento de su aceptación como Unidad de Programación del sistema eléctrico español.

Una misma Unidad de Programación podrá tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación (transacción gestionada en el mercado organizado y una o más transacciones afectas a contratos bilaterales con entrega física).

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la Unidad de Programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que ejerza en cada momento como centro de control de la misma.

11.2 Titular de la Unidad de Programación

El titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado responsable de dicha Unidad de Programación en el mercado de producción español.

En el caso de Unidades de Programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores cualificados, el titular de la Unidad de Programación será el propietario de la instalación, entendiéndose como tal a aquel que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como centro de control de la misma.

En el caso de Unidades de Programación agregadoras correspondientes a Sujetos Distribuidores o Comercializadores, el titular de la misma será el propio Sujeto Distribuidor o Comercializador.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para integrar en el mercado los programas de importación o exportación de energía realizados a través de

interconexiones internacionales, el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

Corresponderá al Sujeto Titular:

- a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.
- b) En su caso, la comunicación al OS de la designación de un Sujeto Representante (RST) para la gestión diaria de dicha Unidad de Programación.
- c) Comunicar al OS los programas horarios de energía de dicha Unidad de Programación, comunicando, además, las Unidades de Programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.
- d) Facilitar al OS los programas desagregados por unidades físicas y/o por unidades de producción equivalentes, en caso de que aplique, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha Unidad de Programación.
- e) Interlocución para el intercambio de información con el OS

11.3 Representante de la Unidad de Programación

El Representante de una Unidad de Programación será un sujeto designado por el sujeto titular de la Unidad de Programación para actuar en su nombre en el Mercado de Producción Español utilizando para ello las mismas Unidades de Programación que utilizaría el sujeto titular.

La designación del Sujeto Representante de la Unidad de Programación se efectuará mediante la presentación por el Sujeto Titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el sujeto representante el que deja de representar al sujeto titular y c) a e), ambos inclusive.

En aquellos casos en los que un Comercializador integre en el mercado producción nacional de régimen ordinario, dicho Comercializador actuará a todos los efectos como representante del Sujeto titular de dichas Unidades de Programación.

ANEXO I: HORARIOS ESTABLECIDOS PARA LOS INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN

1. HORARIOS DE PUBLICACIÓN DE PROGRAMAS Y OTROS INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN

CONCEPTO	HORA
Notificación del OS a los SM de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales (Día D-2 ó anterior)	< 16:00 horas
Nominación de los SM al OS de la capacidad asignada en subastas anuales y mensuales	< 7:45 horas
Información previa al MD	< 9:00 horas
Comunicación de los SM al OS de los contratos bilaterales con entrega física asociados a interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad	< 9:30 horas
Puesta a disposición del OM de la información relativa a la ejecución de contratos bilaterales internacionales con entrega física, y de la capacidad asignada en subasta diaria en las interconexiones con procedimiento coordinado de asignación de capacidad	< 10:00 horas
Publicación PDBC Posteriormente: Envío de los SM al OS de las nominaciones por unidad de programación (Incluirá desagregaciones de programa)	< 11:00 horas
Publicación PDBF	< 12:00 horas
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas	≤ 12:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación PDBF)
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos	< 14:00 horas

bilaterales físicos efectuada, en caso de necesidad, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad	
Publicación PDVP	< 14:00 horas
Requerimientos de reserva de regulación secundaria	< 14:00 horas
Nominación al OS de las unidades de programación que han obtenido derechos de capacidad en la subasta diaria	< 15:30 horas
Presentación de ofertas de regulación secundaria	< 15:30 horas
Asignación de reserva de regulación secundaria	< 16:00 horas
Publicación de la información correspondiente a valores de capacidad no utilizados y que serán ofrecidos en posteriores subastas	< 16:05 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria	< 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria	< 22:00 horas

Nota: Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación). En caso de que se produzcan retrasos en alguna publicación se modificarán los horarios posteriores según se describe en el texto del Procedimiento de Operación.

2. HORARIOS DE PUBLICACIÓN DE LOS PHF TRAS LAS SESIONES DEL MERCADO INTRADIARIO

	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de sesión	16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de desgloses	18:45	22:45	2:45	5:45	9:45	13:45
Análisis de restricciones. Recuadre tras restricciones.	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(21-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

3. HORARIOS DEL SISTEMA COORDINADO DE SUBASTAS EXPLÍCITAS DE CAPACIDAD DE LA INTERCONEXIÓN FRANCIA-ESPAÑA

	Subasta Diaria (D-1)	1ª Subasta Intradía (D-1)	2ª Subasta Intradía (D) (*)
Límite para la nominación a los OS de la capacidad previamente adquirida	7:45	15:30	10:25
Intercambio de nominaciones entre OS	7:50-8:05	15:35-15:40	10:35-10:40
Publicación de la especificación de la subasta	8:35	16:05	11:05
Apertura recepción ofertas	8:45	16:15	11:15
Cierre recepción ofertas	9:15	16:45	11:45
Comunicación resultados a los SM	9:30	17:00	12:00
Comunicación a los SM y al OM de las autorizaciones para la programación	9:30	17:15	12:15

(*) Tras un periodo transitorio inicial, está prevista la existencia de una subasta explícita intradía antes de cada una de las sesiones del mercado intradía de producción español.

ANEXO II: UNIDADES DE PROGRAMACIÓN

1. Unidades de programación para la adquisición de energía

Son las correspondientes a distribuidores, consumidores cualificados, consumo de bombeo, comercializadores, consumo de productores y exportación de energía a sistemas externos.

a) Unidad de Programación para la adquisición de energía por distribuidores

Cada Sujeto Distribuidor con suministro a tarifa será titular de una única Unidad de Programación para el suministro de sus clientes a tarifa.

b) Unidad de Programación para la adquisición directa de energía por consumidores cualificados

Cada Sujeto Consumidor Cualificado será titular de una única Unidad de Programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

En el caso de un Consumidor Cualificado que participe en el mercado de producción a través de un Comercializador, será este último el que actúe como sujeto titular de la Unidad de Programación en la que estará integrado, entre otros, el programa de adquisición de energía correspondiente a dicho consumidor cualificado.

c) Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo

Cada Sujeto Productor propietario de una instalación de bombeo será titular de una única Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo del conjunto de grupos acoplados en un mismo nudo de la Red de Transporte o Distribución.

Esta Unidad de Programación para consumo de bombeo de dicho conjunto de grupos, será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación de la producción correspondiente al proceso de turbinación de ese mismo conjunto de grupos de bombeo.

d) Unidad de Programación para la adquisición de energía para suministro a consumidores nacionales por comercializadores

Cada Sujeto Comercializador será titular de una única Unidad de Programación para el suministro a todos sus clientes consumidores cualificados dentro del sistema eléctrico español.

e) Unidad de Programación para la adquisición de energía por productores

Cada Sujeto Productor podrá ser titular de una Unidad de Programación para la adquisición de energía para el suministro de todos aquellos servicios auxiliares de sus instalaciones que no sean alimentados desde sus propias unidades de producción, entendiéndose por servicios auxiliares los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central (carga, arranques, paradas y emergencias), incluyendo los suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central, las instalaciones de control, las telecomunicaciones, las instalaciones mecánicas y la fuerza y alumbrado.

f) Unidad de Programación para la adquisición de energía para la exportación a sistemas externos

Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía a sistemas externos será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de exportación de energía a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización, ó bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de exportación a través de dicha interconexión.

g) Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado con intención de su exportación al sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad

Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía a Francia será titular también de una Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su exportación al sistema eléctrico francés.

2. Unidades de programación para la venta de energía

Son las correspondientes a instalaciones de producción nacional, tanto pertenecientes al régimen ordinario como al régimen especial, e importaciones.

a) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de centrales térmicas de régimen ordinario

Se constituirá una Unidad de Programación por cada central térmica, entendiéndose bajo el término de central térmica una instalación de producción de energía eléctrica que puede funcionar de forma separada del resto de instalaciones de producción con las que puede compartir el mismo nudo de conexión a la Red de Transporte o a la Red de Distribución.

Una Unidad de Programación Térmica estará así compuesta normalmente de una sola unidad física, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (2 turbinas de gas más 1 turbina de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de turbinas los componen.

El titular de estas Unidades de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de la central, o bien el copropietario que actúe en cada momento como centro de control de la misma, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, éste actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

b) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de unidades de gestión hidráulica de régimen ordinario

Se constituirá una Unidad de Programación que se denominará Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) por cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, éste actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

c) Unidad de Programación para la venta de producción de centrales reversibles de bombeo de régimen ordinario

Se constituirá una Unidad de Programación por cada conjunto de grupos asociados a una central reversible de bombeo que evacue en un determinado nudo de la Red de Transporte o de Distribución y sea propiedad del mismo Sujeto Productor o conjunto de sujetos productores.

Esta Unidad de Programación de venta de energía será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento de centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, éste actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario de forma que su actuación será similar a la de un Sujeto Representante.

d) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial integrada en el mercado a través del Sujeto propietario

Se constituirá una Unidad de Programación de producción de régimen especial por cada propietario y tecnología conforme a la clasificación establecida por el OS. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular de tantas unidades de programación de régimen especial como tecnologías de producción compongan su parque de generación de modo que cada Unidad de Programación integre en el mercado la producción de un único tipo de tecnología.

e) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial integrada en el mercado a través de Sujetos Comercializadores

Cada Sujeto Comercializador será titular de tantas unidades de programación de régimen especial como tecnologías de producción compongan el parque de generación con el que haya establecido contratos de comercialización de modo que cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integre en el mercado la producción correspondiente a un único tipo de tecnología.

Alternativamente, el Sujeto Comercializador podrá actuar con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario de forma que su actuación será similar a la de un Sujeto Representante.

f) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial integrada en el mercado a través de Sujetos Distribuidores

Cada Sujeto Distribuidor será titular de tantas Unidades de Programación de régimen especial como tecnologías de producción compongan el parque de generación de régimen especial cuyas entregas esté obligado a adquirir al régimen especial. Cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integrará en el mercado las entregas de producción correspondientes a un único tipo de tecnología.

g) Unidad de Programación de venta de importaciones

Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía, o bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de importación a través de dicha interconexión.

h) Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad

Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde Francia será titular también de una Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés.

RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

P.O. 3.2

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 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) Sujetos de Mercado (SM)

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO DIARIO

3.1 *Recepción de nominaciones de programa*

Antes de las 11:00 horas de cada día, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación de la información correspondiente a la contratación en el mercado diario, cuando ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, el OS recibirá de los sujetos titulares, para el proceso de análisis y resolución de restricciones técnicas, la información correspondiente a las nominaciones de los programas horarios de energía de todas y cada una de las unidades de programación, facilitando de forma desagregada la información de programas correspondiente a las distintas formas de contratación:

- o Ejecución diaria de contratos bilaterales con entrega física, tanto nacionales, como internacionales, con indicación expresa de las unidades de programación que actúan de contrapartes en cada uno de estos contratos.
- o Programas de energía gestionados en el mercado diario de producción.
- o Programas correspondientes a ofertas casadas de venta de producción de régimen ordinario y de adquisición de energía de la empresa distribuidora del mismo grupo empresarial, asimiladas a contratos bilaterales con entrega física.
- o Ejecución de contratos bilaterales entre empresas comercializadoras.

3.2 Desagregación de los programas de las unidades de programación de venta y de adquisición de energía y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad

Antes de las 11:00 horas de cada día, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del resultado de la casación del mercado diario, cuando esta publicación se realice con posterioridad a las 10:30 horas, los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la siguiente información:

- Información correspondiente a la desagregación en unidades físicas del programa de energía de cada unidad de programación:
 - Los sujetos titulares de todas y cada una de las unidades de programación integradas por más de una unidad física deberán facilitar al OS la información relativa a las desagregaciones de los programas de energía asignados a cada una de las unidades físicas que integran cada unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Esta desagregación de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, 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 multieje).
- Unidades de gestión hidráulica (UGH).
- Unidades de venta de energía correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
- Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen no renovable (UVREN R).
- Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen renovable (UVRER).

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

- Unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desagregación de las nominaciones de los programas por unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estas desagregaciones. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para

este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desagregaciones por tecnologías, desagregaciones por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

Antes de las 12:30 horas de cada día, o en caso de retraso en la publicación del PDBF en el plazo máximo de 30 minutos desde su publicación, los sujetos titulares facilitarán al OS la siguiente información:

- Los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por UGH que, 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.

3.3 Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas

3.3.1 Periodo para la recepción de ofertas

Una vez comunicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará 30 minutos después de la comunicación del PDBF.

3.3.2 Presentación de ofertas

3.3.2.1 Unidades de venta de energía

Los sujetos 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.
- 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 titulares de unidades de programación que en aplicación de la normativa vigente están obligados a realizar ofertas de venta para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la

gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

- o 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 PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía, 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 PDBF, aquellas unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen renovable (UVRER).

3.3.2.2 Unidades de adquisición de energía

Los sujetos 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 PDBF (reducción del programa de consumo de bombeo del PDBF).
- Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

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 sujeto 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 PDBF se indicará:
 - o 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.

o 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.

o 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:

- 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 PDBF 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 producida 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 (PDBF)

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

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

3.4.1 FASE 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la 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.

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 PDBF.
- Las desagregaciones de programas correspondientes a:
 - Unidades de venta de energía asociadas a centrales térmicas (UVT) multiteje, unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).
 - Unidades de venta de energía de producción de régimen especial de origen renovable (UVRER) y no renovable (UVREN).
- 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 según producción renovable y no renovable.
- La demanda prevista por el OS.
- La mejor previsión de producción eólica de que disponga el OS.

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

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

3.4.1.1.2 Restricción técnica

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación 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.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

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

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

Estos casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los sujetos del mercado, 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 PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, con arreglo a lo establecido en la normativa y en 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 PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

3.4.1.1.5.1 Medios para la resolución de las restricciones técnicas

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

- Incremento de la energía programada en el PDBF:

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

- a) Unidades de venta de energía 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 de origen renovable (UVRER) y no renovable (UVRENR)
- 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 PDBF:

La reducción de la energía programada en el PDBF 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 PDBF.

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

- 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 de origen renovable (UVRER) y no renovable (UVRENR).
- 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 peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las:
- 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 PDBF

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, 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 PDBF.

En los casos en los que el OS identifique una restricción técnica para cuya solución se requiera un aumento de la energía programada respecto al PDBF, el OS establecerá, en primer lugar, aumentos de la energía programada en el PDBF de aquellas unidades de producción de régimen especial de origen no renovable (UVRENR) que resolviendo técnicamente y con un margen de seguridad adecuado la restricción técnica identificada, hayan presentado al proceso de resolución de

restricciones técnicas una oferta de energía a subir a un precio inferior al 70% de la tarifa media o de referencia.

Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF 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 PDBF 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 PDBF

Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF 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, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad aplicados.

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 reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad de programación por razones de seguridad del sistema, procediendo a aplicar las siguientes reducciones siguiendo el orden de factores de contribución decrecientes 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 (UVT + UGH + UVBG), y por aquellas unidades de producción de régimen especial de origen no renovable (UVRENR) correspondientes a bloques de oferta de restricciones de energía a bajar presentados a precio distinto de cero.
- Reducción de los programas de las unidades de venta que constituyen el subconjunto A1 en orden de factores de contribución decrecientes. Quedan exentas de esta reducción de programa todas aquellas unidades de venta de producción de régimen especial de origen no renovable del conjunto A no incluidas en el subconjunto A1, al haber incorporado un precio cero en sus ofertas de restricciones de energía a bajar.
- Una vez aplicada sobre el subconjunto A1, la máxima reducción de programas compatible con las limitaciones establecidas en razón de la seguridad del sistema, en caso de persistir aún la situación de congestión, 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 de origen no renovable que hayan incorporado un precio cero en sus ofertas de restricciones de energía a bajar.
- En el caso de que esta última reducción de producción no fuese tampoco suficiente, el OS procederá a reducir el programa de las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen renovable (UVRER).

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

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.

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 conforme 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 PDBF 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 PDBF.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS adoptará las siguientes medidas:

- Aplicar limitaciones de programa mínimo al valor de su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF.
- Aplicar limitaciones de programa máximo sobre las unidades de consumo de bombeo.
- Aplicar una limitación global de programa mínimo en cada interconexión eléctrica con países comunitarios sobre el conjunto de todas las unidades de programación correspondientes a importaciones de energía a través de dicha interconexión, por un determinado valor que no podrá ser superior al valor de la capacidad de intercambio prevista y publicada en sentido importador.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, el tiempo mínimo de arranque en frío y de programación declarado por la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), 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.

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

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

3.4.1.1.5.3 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 al OS los sujetos titulares de las correspondientes unidades de programación 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 sujetos 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 sujetos titulares de las correspondientes unidades.

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 PDBF, 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 sujeto titular de la unidad mediante su participación en el mercado intradiario.

Los incrementos de energía programados sobre el PDBF 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, aquélla 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 calificaciones:

- UPO (Unidad con Programa Obligado):
 - Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

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

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

En 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 programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

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

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 prorrata 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 apartado posterior 3.4.2.1.

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 Límite Inferior)
 - Unidad de venta de energía programada en el PDBF y/o en el PDVP 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.
 - Unidad de adquisición de energía programada o no en el PDBF 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 PDBF, o programada en el PDVP 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 PDBF 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 programación, 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 PDBF, 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, zona geográfica o interconexión internacional, el OS establecerá preferentemente estas limitaciones por seguridad de forma global, para su aplicación a un determinado emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional. Estas limitaciones globales podrán coexistir con limitaciones de programa mínimo (LPMI) y/ó 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 de origen renovable y, aquellas de origen no renovable que hayan incorporado un precio cero en sus ofertas de restricciones de energía a bajar.

3.4.1.1.5.5 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.

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 PDBF 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 él 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 PDBF, 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 PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de 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 PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

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 PDBF 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, y teniendo en cuenta los criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2.

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 PDBF, 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 PDBF 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 PDBF) 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.

La producción de régimen especial de origen no renovable (UVRENr) que haya presentado una oferta de restricciones de energía a bajar de precio cero y la producción de régimen especial de origen renovable (UVRER), 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 de origen no renovable (UVRENr) que hayan presentado una oferta de restricciones de energía a bajar de precio distinto de cero, 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 de origen renovable (UVRER), salvo que, adoptadas el resto de las medidas citadas, resulte imprescindible la reducción de su programa.

b. Congestiones 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 afectadas por una reducción, o incluso anulación, preventiva del programa de energía previsto para las mismas en el PDBF, 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 sujeto titular de cada unidad de programación 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 PDVP

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 PDBF 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 cual 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 PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, 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 generación-demanda*

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

De acuerdo con lo dispuesto en la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF, 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 en el sistema peninsular 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 UPLPVPV).
- 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 consumos de bombeo o a exportaciones 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 PDBF.

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

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 PDBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

- a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones 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 de origen no renovable (UVRENR).

Los bloques de energía a bajar con precio cero de las ofertas de restricciones presentadas por unidades de venta de producción de energía correspondientes a producción de régimen especial de origen no renovable (UVRENR) y las unidades de venta de producción de régimen especial de origen renovable (UVRER), 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.

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 (PDBF), 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 OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:
 - Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas (ofertas para la reducción del programa previsto en el PDBF de todas y cada una de las unidades de venta de energía incluidas en el mismo,

excepto producción de régimen especial de origen renovable), 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 PDBF 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 OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:
 - Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la resolución de las restricciones técnicas (ofertas para el incremento del programa previsto en el PDBF hasta la máxima potencia disponible de todas y cada una de las unidades de venta de energía asociadas a unidades de producción incluidas en el mismo, excepto aquella producción de régimen especial renovable y no renovable, y para la reducción del programa de consumo de bombeo previsto en el PDBF), 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 (PDVP), 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 PDBF

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la resolución de restricciones del PDBF, 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 PDBF, 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 comunicada afecta a la resolución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP más allá de las 14:30 horas, el OS procederá a publicar el PDVP 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 PDVP.

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

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el sujeto 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 PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el sujeto titular ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el sujeto 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 PDVP establecido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, se produzca 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 sujetos del mercado

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los sujetos del mercado, 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:

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:
 - Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.
 - El programa viable provisional PDVP resultante del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.
- Información que el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado :
 - La información antes indicada puesta a disposición del OM

- o Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la resolución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad .
- o Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.
- o Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.
- o Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.
- o Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los sujetos del mercado 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 sujetos del mercado 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 PDBF

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, incluido el PDVP 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.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de

unidades de programación 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 PDVP, 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 programación individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de programación (limitaciones zonales), 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, antes de la apertura de cada sesión del MI, la información referente a las 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 programación 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 programación.

Una vez comunicado por el OM el resultado de la casación de cada sesión del MI, el OS deberá recibir de los sujetos titulares la siguiente información:

- Nominaciones de los programas actualizados como resultado de:
 - o La casación de ofertas en el MI,
 - o Programas correspondientes a ofertas casadas de venta de producción de régimen ordinario y de adquisición de energía de la empresa distribuidora del mismo grupo empresarial, asimiladas a contratos bilaterales con entrega física.
- Desagregaciones en unidades físicas y/o en unidades de producción equivalentes de los programas de venta y de adquisición de energía, contratados o ajustados en dicha sesión.

4.1 Recepción y carga del resultado de la casación del MI

Como paso previo a la realización de los análisis de seguridad, el OS verificará que el programa resultante de la casación de ofertas en la correspondiente sesión del mercado intradiario respeta la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, así como que las limitaciones de seguridad establecidas por el OS y puestas a disposición del OM antes de la apertura de la correspondiente sesión del MI son respetadas, o al menos no alejan la solución de su cumplimiento. De no cumplirse lo anterior, 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 pudiese verse afectado 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 las nominaciones de programas realizadas por los sujetos titulares 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, conforme 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 sujetos del mercado la siguiente información:

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:
 - El Programa Horario Final (PHF) establecido por el OS como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.
- Información que el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado:

- 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 sujetos del mercado 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 sujetos del mercado 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 de forma global a una unidad de venta o a una unidad 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 técnicos 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 sujetos titulares de las unidades de programación 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 sujeto titular de

dicha unidad de programación 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 programación 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 conforme a la asignación de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, 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 de origen renovable 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 mínimos compatibles con la seguridad del sistema, los programas del resto de unidades de producción intervinientes en dicha restricción y teniendo en cuenta que los programas de las unidades de producción de régimen especial de origen no renovable que hayan presentado una oferta de restricciones de energía a bajar a precio cero, serán reducidos en último lugar.

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 PDBF, excepto en el caso de la producción de régimen especial no renovable que haya presentado una oferta de restricciones de energía a bajar a precio cero, y de la producción de régimen especial renovable, para las que se requerirá la activación del sistema de teledisparo, sólo en último lugar y en el mismo orden indicado.

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 período 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 la Red de Distribución

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

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

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradiario, 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 intradiario.

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.

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 sujetos titulares de dichas unidades, siempre y cuando no exista un condicionante técnico que impida la consideración de dicho orden.

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.

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 sujetos del mercado afectados, sobre la orden de interrumpibilidad dada y las razones de su aplicación.

5.4 Reequilibrio 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 sujetos titulares de unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos entre la producción eólica real y la prevista, mediante la utilización de energía 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

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

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

6.1 Liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas

La liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos, aplicados en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, del mercado intradiario y en tiempo real, y en los casos en que así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

6.1.1 Liquidación de los programas de energía

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

6.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía

La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

- Unidades de venta de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa respecto al PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (FASE 1), o para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.
- Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas.

6.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas

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

7. MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCION

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

ANEXO: REDESPACHOS Y PRECIOS APLICABLES A LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

1. Redespachos programados

1.1 Proceso de resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF)

1.1.1 Primera fase: Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad

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

Los redespachos de energía programados para la resolución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de resolución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.3.3 de este procedimiento.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple

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

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja

En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.3.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

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

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

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

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER)

En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAX, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

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

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

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB ó UPOPVPE):

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

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

- Reducción del programa de energía de la unidad de venta y de adquisición afecta al contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

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

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

Transacción del mercado diario (redespacho UPLVPV):

- Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal 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 UPLVPCBN):

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

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física 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 UPLVPCB):

- Reducción del programa de energía tanto de la unidad de venta como de la unidad de adquisición afectas al contrato bilateral en la misma magnitud del redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

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 PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP 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 PDBF, no incorporarán precio alguno.

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 I, 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 PDVP 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 PDBF, no incorporarán precio alguno.

c) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y

unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin

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

En el caso de unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la 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 PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin

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

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAX, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

e) 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 hayan 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, llevarán asociados los siguientes precios:

- Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.
- Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas del Mercado Intradiario

Los redespachos aplicados para la retirada de ofertas de venta o de adquisición de energía de la casación del mercado intradiario, 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), incorporarán el correspondiente precio marginal horario de dicha sesión del mercado intradiario.

1.3 Proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real

Los redespachos de energía aplicados para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real incorporarán el precio de las ofertas utilizadas a estos efectos: Ofertas de regulación terciaria complementadas con las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

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, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a subir utilizada a estos efectos.

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, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos.

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

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTRT. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

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, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

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, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

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

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

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, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

- Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.
- Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los

redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

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

RESOLUCIÓN DE LOS DESVÍOS GENERACIÓN- CONSUMO

P.O. 3.3

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI) y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM).

3. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN

3.1 *Definición del proceso*

Los sujetos titulares de unidades de programación deberán comunicar al Operador del Sistema, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades parciales o totales que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades físicas de consumo de bombeo, tal y como está fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

Asimismo, los sujetos titulares de las unidades de programación deberán comunicar también al Operador del Sistema todas aquellas modificaciones obligadas de programa debidamente justificadas que se presenten en sus equipos de generación o de consumo de bombeo, por otras causas (infactibilidad técnica, vertidos ciertos, etc), y que conlleven una variación del programa de energía entregada o tomada de la red superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario comunicado con anterioridad para la unidad de programación, debiendo explicitar el sujeto titular también la duración prevista del desvío.

Por su parte, el Operador del Sistema efectuará previsiones de la demanda del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la previsión de la cobertura de la demanda, así como de las entregas de energía procedentes de las instalaciones de producción de régimen especial integradas en el mercado a través de los Sujetos Distribuidores.

El Operador del Sistema, anotará además desvíos sobre las unidades de programación asociadas a los programas de intercambios internacionales en los casos en los que, una vez transcurrida la última sesión del mercado intradiario cuyo horizonte de aplicación abarca el periodo de programación en cuestión, el sujeto titular de una unidad de programación asociada a un programa de intercambio internacional mantenga un programa de energía que carezca de la pertinente conformidad del operador del sistema eléctrico vecino.

Tomando como dato de partida sus mejores previsiones de demanda del sistema eléctrico peninsular español y de producción eólica de acuerdo con lo establecido en el procedimiento por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia, así como la información de indisponibilidades y desvíos justificados de programa comunicada por los sujetos titulares de unidades de programación, y los posibles desvíos anotados sobre las unidades de programación correspondientes a

los programas de intercambios internacionales, el Operador del Sistema estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

El Operador del Sistema, en función de los desvíos previstos, valorará la necesidad de convocar el mercado de gestión de desvíos generación-consumo, solicitando ofertas, en su caso, para la resolución de estos desvíos. No se resolverán mediante convocatoria del mercado de gestión de desvíos, aquellos desvíos en los que el valor del desvío medio previsto en cada periodo de programación sea inferior a 300 MW.

En caso de que el desvío medio previsto en cada periodo de programación sea igual o superior a 300 MW, el Operador del Sistema comunicará a los SM el requerimiento total de energía y su sentido (a subir o a bajar) para la resolución de los desvíos en cada periodo de programación, así como las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas que, en su caso, el Operador del Sistema pudiera establecer, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía, para garantizar una adecuada prestación y un correcto control de dicho servicio.

Para hacer frente a los desvíos previstos, el Operador del Sistema utilizará las ofertas de incremento y reducción de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo y asignará las modificaciones de programa que correspondan a cada unidad de programación, incorporando estas modificaciones en el siguiente programa horario operativo P48.

El ámbito temporal de aplicación del mercado de gestión de desvíos generación-consumo puede llegar a abarcar todos los periodos de programación existentes entre el cierre de una sesión del MI y la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

3.2 Presentación de ofertas

Una vez comunicados por el Operador del Sistema los requerimientos de energía a cubrir para compensar los desvíos identificados y, en su caso, las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas, los sujetos titulares podrán presentar, en un plazo máximo de 30 minutos, ofertas para cada una de sus unidades de programación correspondientes a sus instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo por la energía disponible en ellas para cubrir el desvío.

La participación en el proceso de resolución de los desvíos generación-consumo de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento se encuentra establecida en el procedimiento de operación por el que se establece la participación de estas instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema. Las ofertas presentadas serán válidas solamente para la convocatoria efectuada, siendo anuladas una vez cerrado el proceso de asignación correspondiente.

Para cada unidad de programación se especificará la siguiente información:

- Tipo de oferta (generación o consumo de bombeo)

- Energía a subir:

Para el conjunto del horizonte de resolución de desvíos se indicará:

- Energía total máxima (MWh)
- Variación máxima de energía asignada (MWh/h)

Además para cada periodo de programación se indicará:

- N°. de bloque (orden correlativo empezando por 1, máximo = 10)
- Energía (MWh)
- Precio de la energía ofertada (€/MWh)
- Código de indivisibilidad
- Código de aceptación completa extensivo a todos los periodos de programación del horizonte de resolución de desvíos (Aplica si n° de orden de bloque = 1)

- Energía a bajar:

- La misma información requerida en el epígrafe de Energía a subir, teniendo en cuenta que las energías ofertadas en este caso son a bajar, en lugar de a subir, y que el precio ofertado corresponde al precio de recompra de dicha energía.

El valor de energía horaria a subir o a bajar de una oferta indivisible no podrá ser superior, en ningún caso, a 300 MWh.

3.3 Asignación de ofertas

El Operador del Sistema analizará las ofertas recibidas y, en caso de detectar alguna incompatibilidad con los programas asignados en procesos anteriores, la oferta será limitada. Este proceso se realizará mediante la aplicación de un control respecto de los límites físicos de las unidades térmicas y de bombeo. En caso de sobrepasarse estos límites físicos, o, en caso de que la asignación de una oferta diese lugar a una limitación de programa establecida por razones de seguridad del sistema, se aplicarán los criterios indicados en el anexo I de este procedimiento.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, siéndoles aplicables además los criterios de aceptación y validación establecidos en el anexo I de este procedimiento.

El Operador del Sistema asignará las ofertas mediante el algoritmo de asignación que se especifica en el anexo II de este procedimiento.

3.4 Comunicación de los resultados de la asignación

El Operador del Sistema comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas a los sujetos titulares de cada unidad de programación asignada.

La asignación realizada por el Operador del Sistema será considerada firme inmediatamente después de ser comunicada, adquiriendo, el sujeto titular de la unidad de programación, la obligación de realizar el nuevo programa de energía derivado de la conjunción de su programa previo más la modificación de programa asociada a la asignación de ofertas para la resolución de los desvíos generación-consumo.

Quince minutos antes del cambio de hora, el Operador del Sistema transmitirá a los sujetos titulares de las unidades de programación afectadas, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema, el nuevo programa para sus respectivas unidades de programación. Este programa incluirá la producción adicional que deberá incorporarse o reducirse en la programación de cada unidad para la resolución de los desvíos generación-consumo.

3.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de resolución de desvíos, los sujetos titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el Operador del Sistema, 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 final como reclamación formal.

El Operador del Sistema gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, 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 máximo admisible establecidos y publicados por el Operador del Sistema, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

3.6 Liquidación del servicio

El tratamiento económico de este servicio está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

3.6.1 Liquidación de la provisión del servicio

Las unidades de oferta de generación y de consumo de bombeo podrán modificar su programa de energía para la resolución de los desvíos generación-consumo.

Las modificaciones programadas en las unidades de oferta de generación y de consumo de bombeo para la resolución de estos desvíos generación-consumo serán valoradas al precio marginal de las ofertas asignadas en cada período de programación, siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

3.6.2 Distribución de los costes derivados de la resolución de los desvíos generación-consumo

La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de generación o de consumo de bombeo para la resolución de los desvíos generación-consumo será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

4. MECANISMO EXCEPCIONAL DE ASIGNACIÓN

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío mediante la aplicación del mecanismo previsto en este procedimiento, no existiendo reserva de regulación terciaria suficiente, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para resolver los desvíos generación-consumo identificados, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de Energía, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación del servicio.

Las asignaciones de energía que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

- Para asignaciones de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15, por el máximo precio marginal horario de todas las sesiones de desvíos a subir que hayan cubierto dicha hora o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario
- Para asignaciones de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85, por el mínimo precio marginal horario de todas las sesiones de desvíos a bajar que hayan cubierto dicha hora o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I: CRITERIOS PARA LA ACEPTACIÓN Y VALIDACIÓN DE LAS OFERTAS DE RESOLUCION DE DESVÍOS

Las ofertas presentadas por los sujetos titulares para la resolución de los desvíos generación-consumo serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

1 COMPROBACIONES APLICADAS EN EL PROCESO DE LECTURA DE LAS OFERTAS

- Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a instalaciones de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada convocatoria de gestión de desvíos. De esta forma, si para una misma convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.
- La oferta deberá ser enviada por el sujeto titular de la unidad de programación a la que corresponde la oferta.
- El periodo de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.
- Cada oferta estará compuesta por bloques consecutivos, cuyo número no deberá superar el máximo que, en su caso, establezca y publique el Operador del Sistema.
- Sólo se permitirá un bloque de tipo todo o nada por oferta y sentido (subir/bajar), siendo obligatoriamente el bloque nº 1. De existir más de uno, la oferta será rechazada.
- Cada oferta deberá respetar las limitaciones de energía máxima y mínima establecidas y publicadas, en su caso, por el Operador del Sistema, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía. Las ofertas de energía que excedan dicho intervalo serán rechazadas.
- Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2 COMPROBACIONES EN EL PREPROCESO DE LAS OFERTAS

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

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa sobre las unidades de programación son las siguientes:

- No violación de límites por seguridad
- No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto titular responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el Operador del Sistema, tras comunicación previa del sujeto titular)
- No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo)
- No oferta de una energía a bajar mayor su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo

Las acciones a tomar cuando un bloque de oferta viole alguno de los límites anteriores dependerán de las condiciones de indivisibilidad del mismo:

- Bloque divisible: El bloque será truncado hasta el punto en que deja de violar el límite
- Bloque indivisible: El bloque será rechazado completamente en aquellos periodos de programación en los que se produce la violación
- Bloque de tipo todo o nada: el bloque de oferta será rechazado por completo, es decir, para todos los periodos de programación que abarque la oferta, aunque sólo se produzca la violación en algún periodo.

Cabe destacar que en el primer y en el último periodo de programación para los que se convoca el mercado de gestión de desvíos, todos los bloques de ofertas (a excepción de los bloques de tipo todo o nada) se considerarán divisibles. Por este motivo, en estos periodos de programación extremos, cuando se produzca una violación de algún límite, se truncará siempre el bloque de oferta.

3 COMPROBACIONES REALIZADAS DURANTE EL PROCESO DE ASIGNACIÓN

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser asignados. Durante este proceso se comprueba que la asignación no viole ninguna de las restricciones de energía máxima y de rampas de la oferta. Su aplicación puede provocar que la oferta no sea asignada en su totalidad o que sea rechazada.

Hay que señalar que si bien los rechazos afectan a los bloques de oferta, las comprobaciones son realizadas a nivel del programa correspondiente a la unidad de programación.

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

- Tras la asignación, la unidad programación no deberá violar con su oferta ninguna rampa de subida ni de bajada. Es decir, se tiene que cumplir que:

$$E(t+1) \leq E(t) + \text{Rampa Subida } (t)$$

$$E(t+1) \geq E(t) - \text{Rampa Bajada } (t)$$

Las energías $E(t)$ y $E(t+1)$ corresponden al programa de la unidad de programación tras la asignación de la oferta de gestión de desvíos.

Es decir:

$$E(t) = \text{Programa inicial } (t) + \text{Asignación Desvíos } (t)$$

Esta comprobación se efectúa, independientemente del signo del desvío, para todas las horas en las que se asigna, a excepción de la última.

- Comprobación de que la energía asignada a la unidad de programación no exceda la limitación de energía máxima de la oferta. Una vez alcanzado este límite, no se asignarán más bloques de esta oferta.
- Comprobación de que los bloques de tipo todo o nada hayan sido asignados en todos los periodos de programación. Cuando un bloque de este tipo no haya sido asignado en algún periodo de programación, bien por precio o por alguna de las restricciones anteriores, se procederá a su desasignación en todos aquellos periodos en los que hubiera resultado asignado.

En los casos en los que se violan algunas de estas limitaciones, el tratamiento aplicado al bloque de oferta es función del tipo de bloque en cuestión, teniéndose para ello en consideración los mismos criterios indicados en el apartado 2 de este mismo anexo, en función de que se trate de bloques divisibles, indivisibles o de tipo todo o nada.

ANEXO II: ALGORITMO DE ASIGNACION DE OFERTAS PARA LA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO

1 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DEL ALGORITMO DE ASIGNACIÓN

Las características principales que presenta este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

- Proceso de asignación único en el que existen restricciones horizontales: de rampa y de energía total asignada.
- Proceso de asignación iterativo en el que se realizan diferentes aplicaciones del algoritmo hasta alcanzar una solución válida.
- Se admiten bloques de oferta indivisibles y de tipo todo o nada. Estos últimos son bloques que deben ser asignados completamente en todos los periodos de programación. No obstante, en el primer y en el último periodo de programación para los que se convoca el mercado de gestión de desvíos, todos los bloques indivisibles son considerados como divisibles.
- Los bloques de oferta pueden incorporar condiciones de rampa máxima y de energía total asignada en el conjunto del horizonte del mercado.
- Mercado marginalista en el que la liquidación por la prestación del servicio en cada periodo de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho periodo.
- Se admite un margen en la asignación de ofertas ($\pm 10\%$ de los requerimientos) de forma que se considera la asignación válida cuando se cubren los requerimientos publicados dentro del intervalo definido por este margen (90% \leftrightarrow 110 % de los requerimientos publicados).

2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

1. Hora a hora se colocan los bloques de oferta en orden creciente de precios (decreciente para requerimiento a bajar) hasta cubrir el requerimiento.
2. En cada hora se calcula la energía máxima que se puede asignar a cada bloque de forma que no se violen las restricciones de rampa y de energía total que pudieran presentar las ofertas.

3. A igualdad de precio, los bloques se ordenan según el siguiente criterio:
 - Tienen preferencia los bloques divisibles sobre los indivisibles.
 - A igualdad de tipo (ambos divisibles o indivisibles), tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.
4. En caso de existir varios bloques de ofertas al mismo precio, en el límite de cobertura, se prorratea la asignación entre ellos si son divisibles.
 - Si uno o varios de estos bloques fuese indivisible (bombeo), se da preferencia a la cobertura con los divisibles. Si asignados éstos es aún necesaria la asignación de algún bloque indivisible se procederá como sigue: Tienen preferencia los bloques indivisibles de menor tamaño. Si al colocar un bloque indivisible se sobrepasa el requerimiento en un valor menor al margen permitido, se asignará el bloque y se finalizará la asignación.
 - Si se sobrepasa este valor, se retirará el bloque. Si una vez retirado el bloque, no se alcanza el requerimiento, pero se está dentro del margen de variación admisible alrededor del requerimiento publicado, se considera finalizada la asignación.
 - Si lo anterior no se cumple, se continúa con los bloques del precio siguiente, hasta completar la asignación.
5. Una vez alcanzados los requerimientos en un periodo de programación se pasa al siguiente hasta llegar al final del horizonte.
6. Una vez alcanzado el fin del horizonte se repite de nuevo el proceso de asignación hacia atrás. Cuando se realiza la asignación hacia atrás, en los bloques que presentan restricciones de rampa y/o energía total no se puede asignar más energía de la que se asignó en el proceso hacia delante.
7. Una vez alcanzado el primer periodo de programación, se analiza si la solución es válida (no se viola ninguna restricción). El proceso se repite hasta que se alcanza el número máximo de iteraciones o se alcanza una solución válida después de cuatro iteraciones.
8. Cuando se ha alcanzado una solución válida se comprueba que todos los bloques de oferta de tipo todo o nada se han asignado completamente en todos los periodos de programación. Si hubiera varios bloques en esta situación, se elimina el que sea más costoso en su totalidad y se repite de nuevo todo el proceso.

SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

P.O. 7.2

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio
- Asignación de la prestación
- Control y medida de la prestación del servicio
- Criterios de liquidación económica del servicio

En este procedimiento se incluyen también los criterios técnicos referentes al sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) y a las zonas de regulación secundaria, mediante los cuales se provee este servicio.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las empresas productoras, en especial las responsables de zonas de regulación.

3. DEFINICIONES

3.1 Servicio Complementario de Regulación Secundaria

El Servicio Complementario de Regulación Secundaria es un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado.

Los objetivos del servicio de regulación secundaria son:

- Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio.
- Mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia.

El servicio de regulación secundaria es prestado por las zonas de regulación (también denominadas zonas de control) en respuesta a los requerimientos del regulador maestro del OS. A este regulador maestro se le conoce con las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular).

3.2 Sistema de regulación compartida peninsular (R.C.P.)

La R.C.P. (Regulación Compartida Peninsular) es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema.

Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el regulador maestro principal está localizado en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), existiendo un sistema de respaldo de la regulación secundaria localizado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

3.3 Zona de regulación

Una zona de regulación es una agrupación de unidades de producción que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Las zonas de regulación están constituidas por unidades, previamente habilitadas por el OS y que responden a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC y por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio complementario de regulación secundaria. En el anexo II, Reglamento de la Regulación Secundaria, se describen las señales del sistema de control en tiempo real utilizadas en el proceso de regulación, así como la respuesta dinámica exigida a las zonas de regulación.

3.4 Reserva de regulación secundaria

La reserva de regulación secundaria a subir/ bajar es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar la generación del conjunto de unidades de producción en control en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

3.5 Energía efectiva neta de regulación secundaria

La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en un periodo de programación, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de producción integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria.

No se considerará como energía efectiva neta de regulación secundaria los desvíos en unidades de producción de una zona de regulación que no estén directamente ligados con los cambios de generación requeridos por el AGC.

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

4. PROVEEDORES DEL SERVICIO

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son las zonas de regulación.

4.1 Constitución y modificación de las zonas de regulación.

Tanto la constitución como cualquier modificación que afecte a la composición de una zona de regulación, debe ser previamente autorizada por el OS.

En concreto, **es necesaria la autorización por parte del OS** en los siguientes casos:

- Constitución de una nueva zona de regulación.
- Modificación de la composición de una zona de regulación existente:

- Inclusión / exclusión de una unidad de programación sin participación activa en la prestación del servicio.
- Modificación de las unidades físicas que componen una unidad de programación incluida en zona de regulación.
- Habilitación de una nueva unidad para la participación activa en la regulación dentro de una zona.

Para la autorización de constitución o modificación de una zona de regulación deben cumplirse los siguientes requisitos:

- Tamaño de la zona de regulación, medido a través de su potencia instalada, que ha de ser igual o superior al mínimo requerido que establecerá y publicará la Administración previo informe de la Comisión Nacional de Energía.
- Correcto intercambio de información tanto de señales en tiempo real con los sistemas principal y de respaldo de la RCP, como de programas y otras informaciones asociadas a este servicio con el sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).
- Cumplimiento de los requisitos técnicos de control establecidos en la Instrucción Técnica correspondiente publicada por el OS
- Resultado satisfactorio de las pruebas que, en cada caso, sean requeridas por el OS. La descripción de las pruebas se establece en la Instrucción Técnica correspondiente publicada por el OS.

Para la consideración a todos los efectos de una nueva zona de regulación o de cambios en zonas de regulación existentes, el responsable de la misma deberá contar con la autorización expresa del OS.

4.2 Habilitación de unidades para presentación de ofertas y participación activa en la regulación

Dentro del conjunto de unidades de programación de generación integradas en una zona de regulación, únicamente podrán ofertar este servicio complementario y responder a las consignas enviadas por el AGC aquellas unidades habilitadas para ello por el OS.

Para la habilitación deben cumplirse los siguientes requisitos:

- Comunicación al OS de la información adicional requerida para estas unidades en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.
- Pertenencia a una única zona de regulación
- Comprobación de correcta comunicación entre la unidad de producción, el AGC de la zona de regulación y los sistemas principal y de respaldo de la RCP.
- Cumplimiento de los requisitos técnicos de control contenidos en la Instrucción Técnica correspondiente.

- Resultado satisfactorio de las pruebas de evaluación de respuesta de la zona definida al efecto, en cuanto a composición, por el OS.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en la regulación secundaria de una unidad de producción, el responsable de la zona de regulación deberá contar con la autorización expresa del OS.

El OS podrá retirar cualquiera de las anteriores autorizaciones y habilitaciones cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, la calidad del servicio prestado no cumpla de forma reiterada con los requisitos exigidos o no reciba la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación del servicio complementario.

4.3 Información a suministrar al Operador del Sistema

Aquellas unidades de producción que deseen participar en la prestación del servicio de regulación secundaria dentro de una zona, deberán suministrar al OS toda la información técnica disponible sobre su sistema de regulación frecuencia - potencia. Esta información debe describir con detalle y de forma clara el regulador primario de frecuencia, el bucle secundario de regulación frecuencia-potencia y su conexión con el AGC, aquellos componentes de la central que intervienen en la regulación (turbinas, calderas, etc.) y los automatismos y protecciones que puedan afectar al sistema de regulación conforme a lo dispuesto en el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con el OS, para ejercer las funciones que tiene encomendadas. La información suministrada debe ser lo suficientemente detallada para poder reproducir mediante simulación, con precisión razonable, el funcionamiento real mediante un modelo del sistema de regulación. En la Instrucción Técnica correspondiente, publicada por el OS, se detalla la información a suministrar por parte de las unidades que deseen ser habilitadas para regular.

Las zonas de regulación están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en la correspondiente Instrucción Técnica para permitir el adecuado funcionamiento de la regulación secundaria del sistema.

El OS mantendrá actualizada una relación de las zonas de regulación autorizadas para la prestación del servicio complementario de regulación secundaria, indicándose para cada una de ellas, las unidades de producción integradas en la misma (lista de unidades de programación de generación y unidades físicas que las componen). En esta relación se identificarán las unidades de producción habilitadas para la prestación de este servicio.

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

4.4 Transferencia del control al sistema de respaldo

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

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

5. FUNCIONES DEL OPERADOR DEL SISTEMA RELATIVAS AL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

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

- Autorizar la constitución y modificación de zonas de regulación
- Habilitar a las unidades de producción para participar activamente en la prestación del servicio
- Determinar y comunicar diariamente a los sujetos del mercado la reserva global requerida en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente. Establecer la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta con arreglo a lo previsto en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema.
- Gestionar el mercado de banda de regulación secundaria
- Como responsable del sistema maestro de control (RCP):
 - Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación
 - Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación
 - Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, e informar puntualmente de este hecho a los responsables de las zonas de regulación.
- Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costes por la prestación del servicio de regulación.
- Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y su adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

6. PRESENTACIÓN DE LAS OFERTAS Y ASIGNACIÓN DEL SERVICIO

6.1 Presentación de ofertas

Los sujetos del mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de programación de generación habilitadas (estando constituida cada una por una o más unidades de producción habilitadas para la prestación del servicio) incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración, previo informe de la Comisión Nacional de Energía

Estas ofertas deberán contener la información que aparece detallada en el anexo I del presente procedimiento.

El agente responsable de cada zona de regulación podrá presentar así para cada unidad de programación habilitada incluida en su zona una oferta de banda de potencia de regulación secundaria compuesta de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma.

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

6.2 Criterios de asignación

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecoste total.

Para la asignación de ofertas se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.
- Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia.
- En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.
- Si la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho asociado, en su caso, crease una restricción técnica en el sistema, no se considerará en el proceso de asignación
- La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de +/- 10% en torno a la banda de regulación total requerida.

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

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

Si para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada se requiriera un redespacho de energía sobre el programa asignado a dicha unidad de programación en el Programa Viable Provisional (PVP), el agente responsable de

dicha unidad de programación deberá acudir al Mercado Intradiario para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el Mercado Intradiario como tomador de precio, el agente responsable de dicha unidad de programación lo comunicará al OS indicando asimismo el redespacho necesario. En este caso, el OS modificará el programa de la correspondiente unidad de programación según las necesidades del redespacho y resolverá el descuadre provocado mediante la convocatoria del mercado de gestión de desvíos, y si no se diesen las condiciones necesarias para esta convocatoria, resolverá el descuadre en tiempo real mediante la asignación, en su caso, de reserva de regulación terciaria, incurriendo el agente afectado en el coste del desvío correspondiente.

6.3 Comunicación de los resultados de la asignación

El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación de la generación, comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria a los sujetos productores responsables de cada unidad de programación y a los responsables de las zonas de regulación en la que están incluidas.

El OS comunicará, además, a los responsables de cada zona de regulación, para cada periodo de programación del día siguiente, los coeficientes de participación de dicha zona en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español, resultantes del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria.

6.4 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, los sujetos responsables de las zonas de regulación 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 final como reclamación formal.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, 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 máximo admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

7. MECANISMO EXCEPCIONAL DE ASIGNACIÓN

En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las

decisiones que considere más oportunas para la utilización de la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos del mercado afectados y ante la Comisión Nacional de Energía, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas de producción que hubiesen sido necesarias.

8. MECANISMO DE REASIGNACIÓN DE RESERVA EN CASOS DE PÉRDIDA DE BANDA POR SEGUIMIENTO DE INSTRUCCIONES DEL OS EN TIEMPO REAL

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

Asimismo, la asignación de redespachos de energía por mecanismos de emergencia con posterioridad a la asignación de reserva de regulación secundaria (asignación de reserva de regulación terciaria o gestión de desvíos por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER)), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar a las unidades de programación de generación una pérdida total o parcial de la banda de potencia de regulación secundaria comprometida.

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

No obstante, si la zona de regulación no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al propietario de la zona de regulación solicitar la reducción de la banda de regulación secundaria comprometida en el mercado de banda de secundaria el día D-1 con objeto de evitar incumplimientos de la prestación del servicio de regulación secundaria, provocados tanto por aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real como por aplicación de mecanismos de emergencia en tiempo real sobre unidades de programación de generación incluidas en su zona y que habían adquirido compromisos de banda de potencia de regulación secundaria.

En el anexo III se describe en más detalle este mecanismo para evitar incumplimientos de las zonas de regulación debidos a causas ajenas a las mismas.

9. SEGUIMIENTO EN TIEMPO REAL DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo por zonas de regulación, conforme al Reglamento de la Regulación Secundaria (anexo II).

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

10. LIQUIDACIÓN DEL SERVICIO

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

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

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

La liquidación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria dará lugar a los derechos de cobro y obligaciones de pago definidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

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

10.1 Asignación de reserva de regulación secundaria

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

El precio marginal de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerá para cada periodo de programación, corresponderá al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma

total o parcial en el correspondiente periodo de programación, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

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

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

- Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona en función del número de ciclos en los que la zona de regulación permanezca en estado OFF (salvo aquellos en los que lo esté por indicación del OS), siendo valorada dicha incapacidad al precio de la reserva de regulación secundaria correspondiente a dicho periodo, afectada por un coeficiente KS de valor igual a 1,5.
- Reservas residuales puestas al servicio de la regulación secundaria: se calculará en cada ciclo el valor de la reserva residual en cada sentido del requerimiento de regulación y se evaluará en términos globales del periodo de programación si el valor de la reserva residual a subir (o a bajar) es superior o inferior a la banda a subir (o a bajar) asignada a dicha zona de regulación. Los valores de reserva residual superior o inferior a la asignada serán valorados al precio de la reserva de regulación secundaria para cada periodo de programación, afectados por un coeficiente KS de valor igual a 1,5 en ambos casos.

10.3 Energía efectiva neta realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación

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

El precio marginal de la energía de sustitución a subir en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir en dicho periodo de programación.

El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación.

10.4 Liquidación de asignaciones de banda y redespachos por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER)

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

Los redespachos de energía necesarios para obtener la banda de potencia asignada por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) serán valorados:

- Para redespachos de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY}, de valor igual a 1,15, por el precio marginal horario del mercado diario.
- Para redespachos de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN}, de valor igual a 0,85, por el precio marginal horario del mercado diario.

10.5 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria

La liquidación de los costes derivados de la provisión del servicio complementario de regulación secundaria será repercutida de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

ANEXO I: ASIGNACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACION SECUNDARIA

1. DATOS DE ENTRADA AL PROCESO DE ASIGNACIÓN

1.1. Requerimientos de regulación secundaria del sistema.

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

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

- Requisito de reserva a subir en el sistema $RSSUB_h$ (MW).
- Requisito de reserva a bajar en el sistema $RSBAJ_h$ (MW).
- Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual), denominados respectivamente como $RSBAN_{máx}$ (MW) y $RSBAN_{mín}$ (MW).

donde h = Índice del periodo de programación correspondiente

1.2. Programa Viable Provisional (PVP).

En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de producción, se toman en consideración los valores en energía del Programa Viable Provisional (PVP) para cada unidad de programación de generación (j), y para cada periodo de programación (h):

$$PVP_{hj}$$

1.3. Integración en zonas de regulación

Para la presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada el 100% de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

1.4. Ofertas presentadas por los sujetos productores

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

- Número de la oferta.

- Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).
- Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).
- Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandah} (€/MW). Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la Administración.
- Variación de energía necesaria respecto del programa PVP, VEP_h (+/- MWh).
- Código de indivisibilidad de la oferta

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

2. ASIGNACIÓN DE LAS OFERTAS DE RESERVA DE REGULACIÓN SECUNDARIA: FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO DE ASIGNACIÓN

2.1 Criterios generales.

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

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

2.2 Desarrollo del proceso.

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

- Se eliminan del proceso aquellos bloques de oferta que no cumplan los valores máximo y mínimo de la banda ofertada establecidos por el OS.
Si $RSBAN_{máx} < RNS_{subirhni} + RNS_{bajarhni}$, se elimina el bloque n de la oferta i
Si $RSBAN_{mín} > RNS_{subirhni} + RNS_{bajarhni}$, se elimina el bloque n de la oferta i
- Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos para cada periodo de programación (h), estando calculado el coste como:
 $Coste_{hr} = PS_{bandahr} * 1000$

donde r = Índice que toma un valor variable desde 1 al número total de bloques válidos aceptados.

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

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo} (RNS_{subirh} + \sum RNS_{subirhm}, (RNS_{bajarh} + \sum RNS_{bajarhm}) * RSB_h) - \sum R_{subir_{mh}}$$

$$R_{bajar_{nh}} = \text{Mínimo} ((RNS_{subirh} + \sum RNS_{subirhm}) / RSB_h, RNS_{bajarh} + \sum RNS_{bajarhm}) - \sum R_{bajar_{mh}}$$

Donde:

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

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

$R_{subir_{nh}}$ = Banda a subir asignada al bloque de oferta de orden n.

$R_{bajar_{nh}}$ = Banda a bajar asignada al bloque de oferta de orden n.

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

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{subir_{nh}}$ y $\sum R_{bajar_{nh}}$ asignada se encuentra en el intervalo de $\pm 10\%$ en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_h$ y $RSBAJ_h$):

$$1,1 * RSSUB_h > \sum R_{subir_{nh}} > 0,9 * RSSUB_h$$

$$1,1 * RSBAJ_h > \sum R_{bajar_{nh}} > 0,9 * RSBAJ_h$$

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

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

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

$$K_{ZR} = \sum R_{subir_t} / RSSUB * 100$$

donde:

ZR = código de la zona de regulación.

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

3. VALIDACIÓN DE OFERTAS DE REGULACIÓN SECUNDARIA

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

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

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo. Por el contrario, a las ofertas rechazadas o truncadas en el proceso inmediatamente previo a la aplicación del algoritmo de asignación, o en el propio proceso de asignación, se les asocia un código de rechazo, visible en la última columna en la pantalla de asignaciones.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

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

A continuación se describen las comprobaciones aplicadas, así como los códigos de rechazo asociados a cada una de ellas.

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

En este mercado se admite una única oferta por unidad de programación de generación, compuesta de un número no limitado de bloques que pueden ofertar banda a subir y/o bajar para uno o varios periodos de programación.

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

- El precio de oferta de cada bloque no deberá superar el precio máximo de banda de regulación secundaria establecido y publicado, en su caso, por la Administración previo informe de la Comisión Nacional de Energía.
- La suma de la banda a subir y a bajar de cada bloque deberá estar comprendida entre las bandas máxima y mínima comunicadas por el OS junto a los requerimientos de reserva.
- La unidad de programación de generación para la que se presente una oferta de reserva de regulación secundaria deberá estar integrada en una única zona de regulación, debiendo ser presentada la oferta por el responsable de dicha zona de regulación.
- Los periodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.
- No se aceptarán ofertas de unidades de programación de generación no habilitadas para regular.

3.2 Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

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

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

- Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por seguridad.
- Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por indisponibilidad (comunicada por el agente responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del agente).

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

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

3.3 Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación.

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

Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

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

3.4 Comprobaciones realizadas al finalizar el proceso de asignación.

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

- **Asignación indivisible:** A aquellos bloques indivisibles asignados a los que les quede por asignar banda, en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un valor determinado (actualmente 2 MW) se les asigna esta banda pendiente.
- **Rechazo por asignación mínima:** A aquellas ofertas a las que se les ha asignado banda en un único sentido (a subir o a bajar pero no en ambos), por debajo de un determinado valor mínimo (actualmente 1 MW), son eliminadas de la asignación.
- **Redondeo de asignación:** Las bandas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo. Así, por ejemplo, 22,4 se redondearía a 22 y 22,5 ó 22,6 a 23. En ningún caso el valor resultante del redondeo puede ser superior a la oferta inicial.

ANEXO II: REGLAMENTO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA

1. INTRODUCCIÓN

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

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

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea interconectada y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la UCTE, organismo encargado de la coordinación de dicha red.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada. Para ello el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el estado de carga de los grupos conectados a él de forma que:

- El valor de los intercambios de potencia con otros sistemas se mantenga en el valor programado.
- El valor de frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona de la UCTE

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

El sistema de regulación secundaria en España es un sistema jerarquizado donde existe un regulador maestro que envía sus señales de control a sistemas que, a su vez, controlan las unidades de producción conectadas a cada uno de ellos. El sistema de Regulación Compartida Peninsular, coordinado y controlado por el OS, juega el papel de regulador maestro. Cada regulador conectado a él, en adelante AGC (Sistema de Control Automático de Generación), coordina y controla el conjunto de unidades de producción que constituyen una zona de regulación. Para desempeñar esta función, el OS dispondrá de los medios e información adecuados para evaluar el requerimiento total de regulación del sistema y transmitir a los reguladores de zona, los valores de potencia que deben aportar.

El OS establece para cada periodo de programación la reserva de regulación secundaria requerida por el sistema tanto a subir como a bajar. Dicho requerimiento de reserva es provisto mediante la asignación de ofertas en el correspondiente mercado de banda de regulación secundaria. El reparto nominal del requerimiento total del sistema será igual al obtenido en el proceso de asignación de ofertas del correspondiente mercado de banda de regulación secundaria para el periodo de programación considerado.

En situaciones en las que, por motivos de seguridad, la asignación de reserva de regulación secundaria no pueda realizarse con criterios económicos, se aplicarán los mecanismos de emergencia que reglamentariamente se establezcan.

La instalación y mantenimiento de los equipos reguladores de zona y de los canales de comunicación con el “Regulador Maestro” serán responsabilidad de la empresa responsable de cada zona de regulación, hasta su frontera con el OS.

El sistema de regulación maestro RCP contará con un sistema principal en el CECOEL del OS y de un sistema de respaldo en el CECORE, localizado en Tres Cantos (Madrid) que asumirá la función de “Regulador Maestro” en caso de indisponibilidad del principal.

2. ASIGNACIÓN DE BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA

2.1 Concepto y necesidades

La reserva de regulación secundaria disponible en el sistema a subir/ bajar es el valor máximo de incremento/ reducción de potencia en que es posible modificar de forma automática la generación del sistema bajo control del sistema de regulación secundaria, de acuerdo con los requisitos de velocidad establecidos en el siguiente apartado.

En cada instante, la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema será la suma de las reservas de cada una de las zonas que verifique un correcto seguimiento de las solicitudes del sistema de regulación.

2.1.1 Modelo de respuesta de zona de regulación.

La velocidad de respuesta requerida para el conjunto regulador-unidades de producción que participan en la regulación se establece de manera uniforme para todas las zonas que participan en la regulación.

Los reguladores de zona deben ser del tipo integral o proporcional - integral, fijándose la constante de tiempo de seguimiento de respuesta en 100 segundos. Es decir, se establece como modelo de comportamiento en la regulación el seguimiento de las solicitudes emitidas por cada regulador de zona con una respuesta equivalente a la de un sistema lineal con constante de tiempo de 100 segundos.

El sistema de regulación comparará la respuesta en tiempo real de cada zona de regulación con el modelo anterior para establecer si su respuesta es adecuada o no y determinar en consecuencia su estado de regulación.

2.2 Reserva requerida de regulación

En función de la situación prevista en cada periodo de programación, el OS establecerá la reserva de potencia positiva RNTS (subir) y negativa RNTB (bajar) necesarias en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español, según lo fijado en los procedimientos de operación por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

2.3 Asignación de reservas.

Como parte del proceso de la Programación Diaria, se establecerán por periodos de programación las asignaciones de las reservas de regulación secundaria, tanto para el conjunto del sistema peninsular español como para cada unidad de programación de generación, en función de las ofertas de las unidades habilitadas para la prestación de este servicio que el OS reciba de los responsables de las zonas de

regulación en las que están integradas cada una de estas unidades de programación de generación.

Una vez asignadas estas ofertas, se determinarán las reservas asignadas a cada zona de regulación.

Si las circunstancias de la operación en tiempo real hacen necesarias nuevas asignaciones de reserva de regulación secundaria, el OS asignará más reserva de regulación secundaria entre las unidades de programación de generación habilitadas para la prestación del servicio, según los procedimientos reglamentarios establecidos.

2.4 Reparto de reservas entre zonas de regulación

La obligación de reserva de regulación secundaria de cada zona en cada periodo de programación será la suma aritmética de los valores asignados individualmente, en el mercado de banda de regulación secundaria, a las distintas unidades de programación de generación integradas en dicha zona de regulación.

En cada periodo de programación, el sistema de Regulación Compartida Peninsular dispondrá de los siguientes valores para cada una de las zonas de regulación:

- RAS_i : reserva asignada a subir a la zona i
- RAB_i : reserva asignada a bajar a la zona i
- KA_i : coeficiente de participación nominal de la zona i en la regulación del sistema peninsular español.

3. FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR MAESTRO (RCP)

3.1 Evaluación del requerimiento de regulación del sistema

El sistema de RCP, en cada ciclo, evalúa el error de control de área del sistema eléctrico:

$$ACE = FNIDR - B\Delta f$$

donde

- | | |
|--------------|---|
| FNIDR: | Valor filtrado del desvío en las interconexiones del sistema respecto a su valor programado |
| B (MW/Hz): | Constante de “bias” del sistema asignada por la UCTE |
| Δf : | Desvío de frecuencia respecto a su valor de consigna |

En función del valor de ACE calculado y del estado de cada zona de regulación, se calcula el requerimiento de regulación PRR a repartir.

3.2 Determinación del estado de las zonas de regulación.

Los posibles estados para una zona de regulación son:

- ESTADO OFF: incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona. Una de las posibles causas es la indisponibilidad del AGC de la zona.
- ESTADO OFF POR ORDEN DEL OS: el sistema considera, a petición del OS o como consecuencia de condicionantes de la operación o de indisponibilidad de equipos bajo la responsabilidad del OS, incapacidad para participar en la regulación por parte de la zona. Este estado será equivalente al modo OFF a todos los efectos, excepto que no será computado como tiempo en OFF.
- ESTADO INACTIVO: ausencia transitoria de participación en la Regulación Compartida Peninsular debido a fallos técnicos, principalmente en los canales de comunicación. En caso de mantenerse esta situación durante un cierto número de ciclos (véase Instrucción Técnica publicada por el OS), la zona de regulación pasará a estado OFF, en caso de ser su responsabilidad la solución del problema, o a estado OFF por orden del OS, en caso de ser éste el responsable de esta anomalía.
- ESTADO EMER: falta de seguimiento adecuado de las solicitudes de la Regulación Compartida debido al agotamiento de la reserva de la zona de regulación o a una insuficiente velocidad de respuesta de la misma.
- ESTADO ACTIV: Seguimiento correcto de las solicitudes de la Regulación Secundaria.

3.3 Cálculo del requerimiento de regulación a las zonas

Una vez calculado el requerimiento de regulación total del sistema y teniendo en cuenta que la señal de error del regulador de cada zona se calcula :

$$ACE_i = \frac{1}{G} NID_i - B_i \Delta f + CRR_i$$

donde:

- ACE_i: error de control de área de la zona i.
- NID_i: desvío de generación de la zona i respecto a su programa
- B_i: constante de "bias" asignada a la zona i de regulación
- CRR_i: contribución requerida a la regulación para la zona i,

el sistema de la RCP calculará el valor de CRR_i a enviar a cada zona de regulación de forma que se garantice que el conjunto de zonas de regulación contribuyan de forma suficiente al requerimiento total del sistema. Para ello se utilizarán como coeficientes de reparto nominales los calculados a partir de las asignaciones del correspondiente mercado de banda de regulación. Éstos coeficientes nominales serán modificados en función de los estados de regulación de las zonas y de su capacidad para responder adecuadamente al requerimiento.

El algoritmo del sistema de regulación RCP se describe en detalle en la Instrucción Técnica correspondiente publicada por el OS.

3.4 Asignación de márgenes suplementarios.

En cada ciclo del algoritmo, el regulador maestro evaluará la reserva total disponible en el sistema y, en caso de ser insuficiente, reasignará reserva entre las zonas que acreditan disponibilidad de la misma. A partir de dicha reasignación, esta reserva será considerada del mismo modo que la reserva asignada en el correspondiente mercado de banda de regulación.

ANEXO III: REASIGNACIÓN DE BANDA POR APLICACIÓN DEL MECANISMO EXCEPCIONAL DE RESOLUCIÓN (MER)

El propietario de una zona de regulación en la que están integradas una o más unidades de programación afectadas bien por la aplicación de limitaciones por seguridad en tiempo real o bien por asignación de redespachos de reserva de regulación terciaria o de gestión de desvíos por aplicación de MER, podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de la banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido en el PVD por su zona de regulación.

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

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

El mecanismo de reducción de banda sólo se aplicará cuando la limitación por seguridad o en su caso el redespacho de energía por MER cubra un periodo de programación completo, y la solicitud del agente la reciba el OS al menos 15 minutos antes del inicio del primer periodo de programación en el que sería aplicable.

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

- Se generarán las desasignaciones de banda de regulación secundaria correspondientes, estableciéndose además, en base al orden de mérito de la asignación de ofertas realizada el día D-1 (vigente para el día D), las reducciones adicionales de banda que pudiera ser necesario aplicar en la misma zona de regulación para mantener la relación subir/ bajar establecida. Todas estas anotaciones de desasignación de banda llevarán asociado un precio igual al marginal del mercado de banda de regulación secundaria vigente para el correspondiente periodo de programación del día D.
- Se calcularán y se enviarán a la RCP los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación en función de la reducción de banda de regulación aplicada en cada periodo de programación completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda, estando referidos, por tanto, estos nuevos coeficientes al nuevo valor global de reserva de regulación

resultante, tras descontar al total de asignaciones del día D - 1 las desasignaciones descritas en el punto inmediato anterior.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda (reduciéndose o desapareciendo la limitación por seguridad o la asignación del redespacho de energía de asignación de terciaria o desvíos por MER que provocaba un incumplimiento de la banda de reserva de potencia asignada en D-1), y no haya habido asignación adicional de banda de regulación secundaria en tiempo real por MER, el OS podrá decidir la posible restitución total o parcial de la banda comprometida en el PVD a partir del momento de la aceptación de esta acción por el agente responsable de la zona de regulación, calculándose de nuevo los coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación, y modificándose las anotaciones de desasignación de banda que pudieran haberse efectuado previamente sobre dichos periodos.

SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN TERCIARIA P.O. 7.3

1. OBJETO

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio
- Asignación de la prestación
- Control y medida de la prestación
- Criterios de liquidación económica del servicio

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM).

3. DEFINICIONES

3.1 Regulación terciaria

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

3.2 Reserva de regulación terciaria

A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

A nivel global del sistema eléctrico peninsular español, la reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas y cada una de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo disponibles en el sistema eléctrico peninsular español.

4. PROVEEDORES DEL SERVICIO

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación que obtengan la correspondiente habilitación del Operador del Sistema, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o

conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

El Operador del Sistema podrá retirar la habilitación cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, o un incumplimiento reiterado de las instrucciones impartidas para la utilización de la reserva de regulación terciaria.

5. DETERMINACIÓN Y PUBLICACION DE LOS REQUERIMIENTOS DE RESERVA DE REGULACION TERCIARIA

El Operador del Sistema establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

6. PRESENTACION DE LAS OFERTAS DE REGULACION TERCIARIA

Los sujetos titulares deberán poner a disposición del Operador del Sistema la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas para la provisión de este servicio, tanto a subir como a bajar, en forma de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Así, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria estarán obligadas a presentar cada día, dentro del proceso de programación de la operación del día siguiente, una oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Esta información de reservas de regulación terciaria facilitada por los sujetos titulares de unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto titular al Operador del Sistema, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema, así como con la situación particular en tiempo real de cada unidad física de producción y de consumo de bombeo que integran las respectivas unidades de programación.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada periodo de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

En caso de que el Operador del Sistema detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento por el que se establece la solución de las restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por el órgano de la Administración con responsabilidad en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Las ofertas de reserva de regulación terciaria podrán estar limitadas en energía, con lo que su asignación en un determinado periodo puede implicar la anulación o modificación de la oferta para los subsiguientes periodos. La limitación abarcará, como mínimo, un periodo de programación siendo anulada la oferta en los periodos de programación siguientes, en caso de ser ésta asignada.

En el anexo I de este procedimiento se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. ACTUALIZACION DE LAS OFERTAS DE REGULACION TERCIARIA

Los sujetos titulares de las unidades de producción proveedoras del servicio deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria, dentro del propio día de operación, siempre que su reserva se haya visto modificada por una de las siguientes causas:

- Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el Mercado Intradiario (MI) o en el mercado de gestión de desvíos.
- Indisponibilidad de la unidad de producción o de consumo de bombeo.
- Aportación de banda de regulación secundaria.
- Otras causas justificadas.

El periodo para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada periodo de programación finalizará en el minuto 35 del periodo de programación inmediato anterior.

8. ASIGNACION DE OFERTAS DE REGULACION TERCIARIA

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

Como criterios generales, cabe señalar los siguientes:

- El Operador del Sistema asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.
- En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción técnica en el sistema, ésta no será asignada.
- Cuando se asigne a una unidad de programación correspondiente a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo una oferta

de regulación terciaria en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se habían efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente. La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.

- La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado, mantenida durante un cierto periodo de tiempo, equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Se determinará así la energía de regulación terciaria programada como la resultante de considerar una rampa de variación de potencia de 15 minutos a partir del momento de asignación de la oferta, manteniéndose después de pasados dichos 15 minutos, el valor final de potencia sin variación hasta el instante final de asignación o, en su caso, hasta el instante de desasignación de la oferta de regulación terciaria previamente asignada, en el caso de que esta desasignación tenga lugar antes de llegado el instante final de asignación establecido inicialmente.

9. SOLUCIÓN DE ANOMALÍAS Y RECLAMACIONES RELATIVAS AL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE OFERTAS

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria, los sujetos titulares de las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el Operador del Sistema, 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 final como reclamación formal.

El Operador del Sistema gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, 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 máximo admisible establecidos y publicados por el Operador del Sistema, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

10. LIQUIDACIÓN DEL SERVICIO

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

10.1 Liquidación de la provisión del servicio

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo habilitadas para la provisión del servicio complementario de regulación terciaria, podrán modificar su programa de energía por la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria utilizada será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real, programándose para su resolución ofertas de reserva de regulación terciaria, estas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de utilización de la energía de regulación terciaria en el periodo de programación correspondiente.

El mismo criterio de liquidación será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el Operador del Sistema haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El Operador del Sistema informará a la Comisión Nacional de Energía de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

10.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación terciaria

La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de unidades de programación por la asignación de ofertas de regulación terciaria será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

11. CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DEL SERVICIO ASIGNADO

El Operador del Sistema comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuesta de la unidad de programación correspondiente a las instalaciones de producción o de consumo de bombeo, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

12. MECANISMO EXCEPCIONAL DE ASIGNACIÓN

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de Energía, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o de consumo de bombeo que fuesen necesarias.

Las asignaciones de energía de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

- Para asignaciones de energía de regulación terciaria a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a subir que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.
- Para asignaciones de energía de regulación terciaria a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a bajar que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I: CRITERIOS DE VALIDACIÓN DE LAS OFERTAS DE RESERVA DE REGULACIÓN TERCIARIA

Las ofertas presentadas por los sujetos titulares de las unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

La participación en este proceso se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas para distintos periodos de programación, constituyéndose las ofertas como las agrupaciones de los bloques ofertados para un mismo periodo de programación.

1. VALIDACIÓN DE LOS BLOQUES DE OFERTA

- Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a unidades de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.
- La oferta deberá ser enviada por el sujeto titular de la unidad de programación a la que corresponde la oferta.
- El periodo de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.
- Sólo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y periodo de programación igual o superior al siguiente periodo de programación en curso, y que abarquen todos los periodos de programación del día siguiente.
- Cada oferta deberá respetar las limitaciones de valor máximo y mínimo de oferta establecidas y publicadas en su caso, por el Operador del Sistema, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía. Las ofertas de banda de potencia fuera de este intervalo serán rechazadas.
- Cada uno de los bloques de una oferta de regulación terciaria a subir, deberá de respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por el órgano de la Administración con responsabilidad en materia de energía eléctrica, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.
- Si uno o varios bloques de una oferta de regulación terciaria han sido asignados bien en el mercado de regulación terciaria, bien por seguridad para resolver una restricción técnica identificada en tiempo real, sólo se admitirá después la recepción de nuevos bloques que complementen la oferta, pero no modificaciones de los bloques ya existentes en el momento de la asignación.

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

2. COMPROBACIONES PREVIAS A LA ASIGNACIÓN DE LAS OFERTAS

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

- No violación de límites por seguridad.
- No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto titular de la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el Operador del Sistema, tras comunicación previa del sujeto titular de dicha unidad de programación).
- No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo).
- No oferta de una energía a bajar mayor de su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un periodo de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II: ALGORITMO DE ASIGNACIÓN DE OFERTAS DE RESERVA DE REGULACIÓN TERCIARIA

1. CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DEL ALGORITMO DE ASIGNACIÓN

Las características principales de este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

- El algoritmo asigna ofertas de potencia (MW), no de energía.
- El proceso de asignación abarca un determinado periodo de programación.
- Admite asignaciones de duración inferior a un periodo de programación. En este caso, el horizonte de asignación abarca el periodo comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el operador, o bien, hasta el final del periodo de programación en cuestión, en el caso de que el operador no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho periodo de programación.
- Mercado marginalista en el que el precio de la asignación de ofertas en cada periodo de programación viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho periodo de programación.
- Proceso de asignación meramente económico. El algoritmo no impone ninguna restricción.
- No se admiten bloques de oferta indivisibles.

2. DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

- Construcción de una lista con todos los bloques válidos que ofertan en el periodo de programación en cuestión (escalera de terciaria a subir y a bajar).
- Ordenación de la escalera por precio de oferta:
 - El criterio de ordenación depende del tipo de oferta. Así, los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.
 - Cuando previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia los bloques asignados anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.
 - Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan por orden de llegada de los ficheros de oferta.

- Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.
- El precio de la asignación de ofertas depende del tipo de oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.
- Aunque dentro de un mismo periodo de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho periodo de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en dicho periodo de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho periodo de programación ofertas de regulación terciaria a bajar). Estos precios serán los extremos de las asignaciones de ofertas realizadas en dicho periodo de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir ó bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir ó a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.