

## ARTÍCULO 50

**Derecho a no ser juzgado o condenado penalmente dos veces por la misma infracción**

Nadie podrá ser juzgado o condenado penalmente por una infracción respecto de la cual ya haya sido absuelto o condenado en la Unión mediante sentencia penal firme conforme a la ley.

## TÍTULO VII

**Disposiciones generales que rigen la interpretación y la aplicación de la Carta**

## ARTÍCULO 51

**Ámbito de aplicación**

1. Las disposiciones de la presente Carta están dirigidas a las instituciones, órganos y organismos de la Unión, dentro del respeto del principio de subsidiariedad, así como a los Estados miembros únicamente cuando apliquen el Derecho de la Unión. Por consiguiente, éstos respetarán los derechos, observarán los principios y promoverán su aplicación, con arreglo a sus respectivas competencias y dentro de los límites de las competencias que se atribuyen a la Unión en las demás Partes de la Constitución.

2. La presente Carta no amplía el ámbito de aplicación del Derecho de la Unión más allá de las competencias de la Unión, ni crea ninguna competencia o misión nuevas para la Unión, ni modifica las competencias y misiones definidas en las demás Partes de la Constitución.

## ARTÍCULO 52

**Alcance e interpretación de los derechos y principios**

1. Cualquier limitación del ejercicio de los derechos y libertades reconocidos por la presente Carta deberá ser establecida por la ley y respetar el contenido esencial de dichos derechos y libertades. Dentro del respeto del principio de proporcionalidad, sólo podrán introducirse limitaciones cuando sean necesarias y respondan efectivamente a objetivos de interés general reconocidos por la Unión o a la necesidad de protección de los derechos y libertades de los demás.

2. Los derechos reconocidos por la presente Carta que se mencionan en otras Partes de la Constitución se ejercerán en las condiciones y dentro de los límites definidos por ellas.

3. En la medida en que la presente Carta contenga derechos que correspondan a derechos garantizados por el Convenio Europeo para la Protección de los Derechos Humanos y de las Libertades Fundamentales, su sentido y alcance serán iguales a los que les confiere dicho Convenio. Esta disposición no obstará a que el Derecho de la Unión conceda una protección más extensa.

4. En la medida en que la presente Carta reconozca derechos fundamentales resultantes de las tradiciones constitucionales comunes a los Estados miembros, dichos derechos se interpretarán en armonía con las citadas tradiciones.

5. Las disposiciones de la presente Carta que contengan principios podrán aplicarse mediante actos legislativos y ejecutivos adoptados por las instituciones, órganos y organismos de la Unión, y por actos de los Estados miembros cuando apliquen el Derecho de la Unión, en el ejercicio de sus competencias respectivas. Sólo podrán alegarse ante un órgano jurisdiccional en lo que se refiere a la interpretación y control de la legalidad de dichos actos.

6. Se tendrán plenamente en cuenta las legislaciones y prácticas nacionales según lo especificado en la presente Carta.

7. Las explicaciones elaboradas para guiar en la interpretación de la Carta de los Derechos Fundamentales

serán tenidas debidamente en cuenta por los órganos jurisdiccionales de la Unión y de los Estados miembros.

## ARTÍCULO 53

**Nivel de protección**

Ninguna de las disposiciones de la presente Carta podrá interpretarse como limitativa o lesiva de los derechos humanos y libertades fundamentales reconocidos, en su respectivo ámbito de aplicación, por el Derecho de la Unión, el Derecho internacional y los convenios internacionales de los que son parte la Unión o todos los Estados miembros, y en particular el Convenio Europeo para la Protección de los Derechos Humanos y de las Libertades Fundamentales, así como por las constituciones de los Estados miembros.

## ARTÍCULO 54

**Prohibición del abuso de derecho**

Ninguna de las disposiciones de la presente Carta podrá ser interpretada en el sentido de que implique un derecho cualquiera a dedicarse a una actividad o a realizar un acto tendente a la destrucción de los derechos o libertades reconocidos en la presente Carta o a limitaciones más amplias de estos derechos y libertades que las previstas en la presente Carta.»

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente Ley Orgánica entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Por tanto,

Mando a todos los españoles, particulares y autoridades, que guarden y hagan guardar esta ley orgánica.

Palma de Mallorca, 30 de julio de 2008.

JUAN CARLOS R.

El Presidente del Gobierno,  
JOSÉ LUIS RODRÍGUEZ ZAPATERO

## MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**13034** *RESOLUCIÓN de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».*

El artículo 3.1.k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, aprobar por medio de Resolución del Secretario General de Energía las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios para la gestión económica y técnica del sistema.

Por su parte el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establecía, en su artículo 31, que el operador del sistema podrá proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece que los titulares de instalaciones de régimen especial en tarifa deberán participar en el mercado directamente o a través de un representante que no podrá ser el distribuidor, de acuerdo con un periodo transitorio que se desarrolla en tres fases.

Por otra parte, establece también nuevas condiciones para la participación en el mercado del régimen especial, entre ellas las relativas a liquidación de costes de los desvíos, exención del coste de desvíos para determinadas instalaciones, liquidación de la tarifa por un método de diferencias con la liquidación del mercado, liquidación de las primas por un método de referencia a un precio de mercado, participación del régimen especial en servicios de ajuste del sistema, intercambios de información entre representantes, Operador del mercado Ibérico, Polo Español, Operador del Sistema y Comisión Nacional de Energía y separación completa de la liquidación del distribuidor entre la energía para consumo a tarifa y la energía para régimen especial en tarifa con representante distribuidor.

La incorporación al mercado de un elevado número de instalaciones de régimen especial y las nuevas condiciones de liquidación y de participación requiere una revisión de los procedimientos de operación para desarrollar en detalle lo establecido en el citado Real Decreto 661/2007, necesidad que fue recogida en la Disposición adicional undécima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.

Por su parte, la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre y la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre,

derogan implícitamente el PO 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del sistema P.O. 14.1, P.O. 14.3, P.O. 14.4, P.O. 14.6, P.O. 14.7 y P.O. 14.8.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, resuelve:

Primero.—Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 14.1 «condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», P.O. 14.3 «garantías de pago», P.O. 14.4 «derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste de sistema», P.O. 14.6 «liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado», P.O. 14.7 «expedición de facturas, cobros y pagos» y P.O. 14.8 «sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial», que se insertan a continuación.

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

Tercero.—A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución quedan sin efecto los procedimientos para la operación del sistema eléctrico P.O. 14.1 «condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», P.O. 14.3 «garantías de pago», P.O. 14.4 «derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste de sistema», P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia», P.O. 14.6 «liquidación del saldo mensual resultante de los intercambios internacionales» y P.O. 14.7 «expedición de facturas, cobros y pagos» aprobados por Resolución de la Secretaría General de Energía de fechas 24 de mayo de 2006 y 26 de junio de 2007.

Madrid, 28 de julio de 2008.—El Secretario General de Energía, Pedro Luis Marín Uribe.

## ÍNDICE

- P.O. 14.1: Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.  
P.O. 14.3: Garantías de pago.  
P.O. 14.4: Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste de sistema.  
P.O. 14.6: Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado.  
P.O. 14.7: Expedición de facturas, cobros y pagos.  
P.O. 14.8: Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial.

## 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 de los procesos del Operador del Sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los párrafos m) y n) del artículo 34.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

## 1.1 Procesos de liquidación

Los procesos de liquidación comprenden 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.
- Cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago.

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

- |         |  |
|---------|--|
| PO 14.2 | Admisión de sujetos en el mercado y datos requeridos para su participación.        |
| PO 14.4 | Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.  |
| PO 14.6 | Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado. |
| PO 14.8 | Sujeto de Liquidación de las instalaciones de régimen especial.                    |

## 1.2 Procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de garantías

Los procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de las garantías comprenden las siguientes actividades:

- Registro de las anotaciones en cuenta.
- Cálculo y gestión de las garantías de pago.
- Expedición de facturas, cobros y pagos.

El Operador del Sistema llevará a cabo estas actividades conforme a la normativa vigente, al calendario establecido en el apartado 6 de este procedimiento y a lo establecido en los procedimientos de operación siguientes:

- |         |   |
|---------|---|
| PO 14.3 | Garantías de pago.                      |
| PO 14.7 | Expedición de facturas, cobros y pagos. |

## 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES

## 2.1 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.

## 2.2 Definiciones

El término "Mercado" en este procedimiento se refiere al Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Los términos "Sujeto del Mercado" y "Sujeto" en este procedimiento se refieren a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Los horarios mencionados en este procedimiento se refieren al horario central europeo CET (Central European Time).

### 3. CONDICIONES DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN

#### 3.1 Admisión para participar

Para poder participar como Sujeto del Mercado, los sujetos a que se refiere el artículo 3.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, o sus representantes autorizados a tal efecto, deberán observar los requisitos y procedimientos establecidos en el PO 14.2 y, en su caso, los requisitos y procedimientos establecidos en el PO 14.8.

En todo caso, la admisión de Sujetos estará condicionada al cumplimiento de los requisitos de prestación de garantías de pago establecidos en el PO 14.3.

#### 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 y, en su caso, en el PO 14.8.

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 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 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.

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. 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 del 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.

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, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía.

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.

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.

#### 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 del 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 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.

Según lo establecido en el artículo 32 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el Operador del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, en un plazo máximo de dos semanas, el cumplimiento de las condiciones establecidas para adquirir la condición de Sujeto del Mercado para la actividad de producción de régimen especial, así como cualquier modificación de dicha condición.

### 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 ante el Operador del Sistema mediante unidades de programación según se establece en los procedimientos de operación.

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 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. 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 deberá prestarla el Sujeto Representante. 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.

Conforme a la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, sólo la representación indirecta será válida para la participación en el mercado de las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del citado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

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 a través de su Sujeto Propietario o de un Sujeto Representante. De no mediar dicha comunicación, el Sujeto de Liquidación será el Sujeto Comercializador con mayor antigüedad como Sujeto del 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 integrase a 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.

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 Liquidación o, en su caso, la unidad de programación para consumidores del Sujeto que actúe como representante en nombre propio.
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 del 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, de 26 de diciembre, 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, 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.
- 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.

En el caso de que el cierre de medidas se publique antes del décimo día natural del mes, la liquidación correspondiente tendrá lugar en el mismo mes.

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.

El Operador del Sistema podrá incrementar la frecuencia del proceso de liquidación estableciendo en el proceso de Liquidación Inicial Provisional un horizonte semanal, diario o cualquier otro. El Operador del Sistema comunicará a los Sujetos del Mercado, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de la Energía, 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 peninsulares 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 al 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 de Liquidación.

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 peninsulares 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 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 o baja 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, por baja de su participación en el Mercado 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 Liquidación potestativa del desvío del consumo de clientes tipo 1

Los Sujetos de Liquidación que adquieran energía para clientes con puntos frontera de tipo 1 podrán solicitar al operador del sistema la liquidación provisional de los desvíos horarios del consumo en barras de central de estos clientes en la Liquidación Inicial Provisional Segunda y en la Liquidación Intermedia Provisional en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.1.

La liquidación potestativa de estos desvíos modificará el cálculo de las garantías de operación adicionales en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.2.

La liquidación potestativa podrá solicitarse desde el mes de julio de 2008. Para los meses de julio, agosto y septiembre de 2008 la liquidación potestativa sólo podrá hacerse efectiva en la correspondiente Liquidación Intermedia Provisional prevista a partir de octubre de 2008.

#### 6.6.1. Condiciones de la liquidación potestativa

Los requisitos necesarios para realizar la liquidación potestativa del mes M en la Liquidación Inicial Provisional Segunda son los siguientes:

- a) La comunicación del sujeto al operador del sistema del porcentaje del programa final de cada hora del mes M que corresponde al consumo previsto en barras de central en la hora de los clientes de tipo 1. Los porcentajes anteriores se actualizarán al menos semanalmente y deberán estar comunicados para todas las horas del mes M antes del tercer día hábil del mes M+1.
- b) La comunicación del sujeto al operador del sistema de la relación completa de puntos frontera de clientes de tipo 1 en el mes M, su tarifa de acceso, nivel de tensión y encargado de la lectura. La frecuencia de comunicaciones será la misma que en el párrafo anterior.
- c) La comunicación de los Encargados de la Lectura al Concentrador Principal de más del 90% de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de los clientes de tipo 1 del sujeto.
- d) La realización de las comunicaciones del sujeto en el formato electrónico y con la frecuencia establecidos por el operador del sistema antes del tercer día hábil del mes M+1.

Sin perjuicio de lo establecido en el Procedimiento de Operación 10.11, los Encargados de la Lectura deberán comunicar diariamente al Concentrador Principal la información de medidas de los puntos de tipo 1 del sujeto con liquidación potestativa.

En el caso de que no se disponga en el Concentrador Principal del 100% de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de tipo 1 del sujeto, se multiplicarán todos los valores horarios disponibles por el coeficiente  $k=150/p-0,5$  siendo p el porcentaje del número de valores horarios del mes M disponibles en el Concentrador Principal respecto al total esperable de 24 valores diarios por cada día del mes M en el que el punto frontera está asignado al sujeto.

El operador del sistema liquidará el desvío de la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 conforme a lo dispuesto en el Procedimiento de Operación 14.4 para las liquidaciones de desvíos con cierre de medidas.

La liquidación de los desvíos en la Liquidación Intermedia Provisional se realizará con la nueva información disponible de medidas aplicando las mismas condiciones anteriores.

En todo caso, el operador del sistema podrá denegar la solicitud de liquidación potestativa de un mes si la relación de puntos frontera o las medidas disponibles son manifiestamente insuficientes.

#### 6.6.2 Garantías de operación adicionales

A efecto del cálculo de los desvíos porcentuales mensuales históricos de los últimos doce meses con liquidaciones finales definitivas del apartado 11.1.a del Procedimiento de Operación 14.3, el desvío liquidado en la Liquidación Inicial Provisional Segunda en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.1 se restará con su signo del desvío definitivo y se sumará con su signo a la energía programada.

En el caso de sujetos sin histórico de doce meses con liquidaciones finales definitivas, el porcentaje del apartado 11.1.d del Procedimiento de Operación 14.3 será la media de los valores 1,8% y 10% ponderados, respectivamente, por la cuota del programa trimestral de los clientes de tipo 1 y por la cuota del programa trimestral del resto de clientes.

### 6.7 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 anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se establecen las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.

## 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 Y DEFINICIONES

#### 2.1 Ámbito de aplicación

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

#### 2.2 Definiciones

El término "Mercado" en este procedimiento se refiere al Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Los términos "Sujeto del Mercado" y "Sujeto" en este procedimiento se refieren a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Los horarios mencionados en este procedimiento se refieren al horario central europeo CET (Central European Time).

### 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, 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 GARANTÍAS

La garantía que debe prestar cada Sujeto responderá sin limitación alguna, conforme a lo 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. 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". En caso de presentación de un aval o fianza solidaria otorgado por una entidad de crédito no residente, el Operador del Sistema podrá rechazar el aval o solicitar previamente a la aceptación del aval o fianza una opinión legal sobre la validez y ejecutabilidad de la garantía en el país donde se haya concedido el aval o fianza. El coste de esta opinión legal será soportado por la empresa avalada o afianzada. En caso de ejecución del aval o de la fianza, los posibles costes de dicha ejecución irán a cargo de la empresa avalada o afianzada.

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 período 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 período 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, 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, cada valor del apartado b. para 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 con derecho de cobro de incentivo a la inversión o integradas en zona de regulación si el Sujeto de Liquidación tiene tres o más unidades con derecho de cobro de incentivo a la inversión o integradas en zona de regulación.

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 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.

Los Sujetos de Liquidación de las instalaciones de producción que soliciten el alta en el Mercado deberán disponer de una garantía de operación básica inicial que se calculará como el producto de la potencia neta instalada de la nueva instalación por las garantías medias por MW depositadas por los Sujetos con instalaciones de la misma tecnología y régimen económico. Estos valores medios serán publicados por el Operador del Sistema. En el caso de Sujetos de Liquidación que soliciten el alta en el Mercado para participar exclusivamente con unidades de exportación la garantía de operación básica mínima será de mil euros.

#### 10.3 Actividades de venta y compra con unidades de programación genéricas

Los Sujetos que realicen operaciones en el Mercado con unidades de venta y compra genéricas, entendiéndose por tales todas aquellas que no tengan asociadas puntos frontera de medidas o derechos de capacidad, deberán disponer de una garantía de operación básica que se calculará según lo dispuesto en el apartado 10.2. A efectos de lo dispuesto en el apartado 10.2.c se incluirán en la suma las potencias máximas de venta o de compra de las unidades genéricas multiplicadas por dos.

### 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:

a. 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 uno por ciento, se utilizará el porcentaje de uno por ciento.

b. 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.

c. 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 los pagos por capacidad.
- 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.

d. En el caso de que no exista un histórico de doce meses 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.

e. 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 tercera diferencia más alta entre los desvíos porcentuales mensuales respecto programa obtenidos con el cierre definitivo y los desvíos porcentuales respecto programa obtenidos con el cierre provisional en cada uno de los últimos doce meses en los que se disponga de medidas firmes definitivas. Además el porcentaje mínimo de un 1% se sustituye por el de un 0,2%. En su caso, en el apartado c), se sustituye el término DA por el desvío asignado liquidado provisionalmente y, el término IMPDA por el importe de la liquidación provisional correspondiente al desvío asignado liquidado provisionalmente. En el apartado d), se sustituye el porcentaje de 10% por un 1,8%.

f. 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 del 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. En cualquier caso, el importe de aumento o reposición de garantías será como mínimo igual al monto de garantías necesarias para cumplir con lo estipulado en el párrafo anterior, aumentado en un 20%, y redondeado al alza a un múltiplo de mil euros.

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. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 14, el segundo incumplimiento de este plazo en un mismo mes implicará que el seguimiento diario pasará a realizarse con los parámetros de 14 días y 60%.

### 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 período 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 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 período 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 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 Comercio, 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 Comercio.

### 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 el riesgo es superior a la cobertura de las garantías o 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 Comercio.

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 Comercio. 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

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:

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

### 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:
$POPVPVDIA_u$	=	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.

$$IMPPHF_u = NAF_{u,phf} \times PAF_u + NAC_{u,phf} \times PAC_u + NHR_{u,phf} \times PHC_u + PHF_{u,phf} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde :

$NAF_{u,phf}$	=	Número de arranques diarios en frío programados en PHF
$PAF_u$	=	Precio del arranque en frío en la oferta compleja
$NAC_{u,phf}$	=	Número de arranques diarios en caliente programados en PHF
$PAC_u$	=	Precio del arranque en caliente en la oferta compleja
$NHR_{u,phf}$	=	Número de horas diarias con PHF mayor que cero
$PHC_u$	=	Precio por hora en la oferta compleja
$PHF_{u,phf}$	=	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, de la fase 2 de restricciones del PBF y de las restricciones del mercado intradiario.

Si  $IMDCBMI < 0$  entonces  $IMDCBMI = 0$

Si  $IMPPHF_u < 0$ , entonces  $IMPPHF_u = 0$

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:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

ERPVPVMER<sub>u</sub> = 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:

$$DCERPVPVC_u = ERPVPVC_u \times PMD$$

donde:

ERPVPVC<sub>u</sub> = 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:

$$OPERPVPV_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

ERPVPVB<sub>u</sub> = 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:

$$OPERPVPVCBN_{u,cb} = ERPVPCBN_{u,cb} \times PMD$$

donde:

ERPVPCBN<sub>u,cb</sub> = 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. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

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:

- $\text{EINCPVP}_u$  = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad  $u$  descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.
- $\text{PMEDPVPS}_u$  = 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:

$$\text{DCERECOOS}_{u,b} = \text{ERECOOS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

donde:

- $\text{ERECOOS}_{u,b}$  = 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:

$$\text{DCERECOS}_u = \text{ERECOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

- $\text{ERECOS}_u$  = 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:

$$ERECOSOS_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta presentada}$$

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:

$$ERECOMERS_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

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:

$$ERECOMERS_u = \text{Energía asignada a subir a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

#### 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:

$$\begin{aligned} ERECOOSB_{u,b} &= \text{Energía a bajar del bloque } b \text{ de la oferta simple de la unidad } u \text{ asignada en fase 2} \\ POECOB_{u,b} &= \text{Precio de la oferta de energía a bajar del bloque } b \text{ de la unidad } u, \text{ para el proceso de resolución de restricciones técnicas.} \end{aligned}$$

##### 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:

$$ERECOMERB_u = \text{Energía a bajar en fase 2 a la unidad } u, \text{ sin oferta disponible}$$

###### 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:

$$ERECOSOB_u = \text{Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta } u, \text{ sin oferta presentada}$$

#### 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, 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.

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

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBCua / \sum u \text{ MBCua}$$

### 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
— $KI$	=	Coefficiente 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.
— $KA_z$	=	Coefficiente 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:

RRSP<sub>z</sub> = 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<sub>z</sub> = 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

— PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

— KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1

### 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<sub>z</sub> y RRBN<sub>z</sub>, 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:

RRSN<sub>z</sub> = 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<sub>z</sub> = 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

— PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

— KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

## 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.

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

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBCua / \sum ua MBCua$$

## 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:

$$\text{OPRTMI}_{u,s} = \text{ERVMI}_{u,s} \times \text{PMI}_s$$

donde:

$\text{ERVMI}_{u,s}$	=	Energía retirada a la unidad $u$ en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión $s$ del mercado intradiario
$\text{PMI}_s$	=	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:

$$\text{DCRTMI}_{u,s} = \text{ERCMI}_{u,s} \times \text{PMI}_s$$

donde:

$\text{ERCMI}_{u,s}$	=	Energía retirada a la unidad $u$ en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión $s$ del mercado intradiario
$\text{PMI}_s$	=	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:

$$\text{DCERTRT}_{u,b} = \text{ERTRTS}_{u,b} \times \text{POTERS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTRTS}_{u,b}$	=	Energía a subir del bloque $b$ de la oferta de terciaria a subir de la unidad $u$ por solución de restricciones en tiempo real
$\text{POTERS}_{u,b}$	=	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:

$$\text{DCERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSS}_{u,b} \times \text{POSS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTROSS}_{u,b}$	=	Energía a subir del bloque $b$ de la oferta simple de la unidad $u$ por solución de restricciones en tiempo real
$\text{POSS}_{u,b}$	=	Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía $b$

### 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 <sub>u</sub>	=	Energía programada a subir a la unidad <i>u</i> por solución de restricciones en tiempo real, en aplicación de la oferta compleja
POCDIA <sub>u</sub>	=	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 <sub>u</sub> y dividiendo el importe resultante entre la energía ERTROCS <sub>u</sub>

### 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 <sub>u</sub>	=	Energía programada a subir a la unidad <i>u</i> 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. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

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:

$$OPEINCRTR_u = EINCRTRS_u \times (PMEDRTRS_u - PMD)$$

donde:

EINCRTRS <sub>u</sub>	=	Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad <i>u</i> , se tomará valor cero si en la hora existen restricciones en tiempo real a bajar en la unidad <i>u</i>
PMEDRTRS <sub>u</sub>	=	Precio medio de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real a la unidad <i>u</i>

### 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 <sub>u,b</sub>	=	Energía a bajar del bloque <i>b</i> de la oferta de terciaria a bajar de la unidad <i>u</i> por solución de restricciones en tiempo real
POTERB <sub>u,b</sub>	=	Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía <i>b</i>

### 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:

$$\text{OPERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSB}_{u,b} \times \text{POSB}_{u,b}$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{ERTROSB}_{u,b} &= \text{Energía a bajar del bloque } b \text{ de la oferta simple a bajar de la unidad } u \text{ por solución de} \\ &\text{restricciones en tiempo real} \\ \text{POSB}_{u,b} &= \text{Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía } b \end{aligned}$$

### 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:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

$$\text{ERTRMERB}_u = \text{Energía programada a bajar a la unidad } u \text{ por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable}$$

### 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:

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

## 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.

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

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

## 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.

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

$$OPSCIA_{u_a} = SCIA \times MBC_{u_a} / \sum u_a MBC_{u_a}$$

## 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:

$$DCPRD_{u,s} = EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s$$

donde:

$EPRDS_{u,s}$	=	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:

$$OPPRD_{u,s} = EPRDB_{u,s} \times PMPRDB_s$$

donde:

$EPRDB_{u,s}$	=	Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad $u$ en la sesión $s$
$PMPRDB_s$	=	Precio marginal de la asignación de energía a bajar 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 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:

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$	=	Energía terciaria asignada a subir a la unidad $u$
$PMTERS$	=	Precio marginal de la asignación de terciaria a subir

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:

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

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:

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

### 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:

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

## 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:

- 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.

- 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.
$CPER_{frint}$ =	Coficiente 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, de las unidades de programación de comercialización para consumidores cualificados y de las unidades de programación de consumidores cualificados, 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: $SALDOENE_{ua} = SALDOENE \times PHL_{ua} / \sum_{ua} PHL_{ua}$

### 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 $uc$ .
$MBC_{ud}$	Medida en barras de central de la unidad de adquisición del distribuidor $ud$ .
$MPFC_{ud,nt,ta}$	Suma de las medidas de la energía suministrada a los puntos frontera de clientes cualificados por la unidad de adquisición del distribuidor $ud$ a nivel de tensión $nt$ y tarifa de acceso $ta$ . 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 $uc$ a nivel de tensión $nt$ y tarifa de acceso $ta$ . 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, $ud$ .
$MPFDD_{ud}$	Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en puntos frontera distribución-distribución de la unidad del distribuidor, $ud$ . Este valor será negativo si el valor neto indica que $ud$ 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 $ud$ 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 <sub>ud</sub>	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 <sub>uex</sub>	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 <sub>nt,ta</sub>	Coeficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores cualificados con nivel de tensión <i>nt</i> y tarifa de acceso <i>ta</i> y para el periodo tarifario que corresponda para la hora en la tarifa de acceso <i>ta</i> . 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 <i>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</i> .  Los periodos tarifarios serán los establecidos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. 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 <sub>frin</sub>	Coeficiente de pérdidas para exportación por la interconexión <i>frin</i> descrito en el punto 12.2.c.
CPERDD <sub>nt</sub>	Coeficiente de pérdidas para puntos frontera distribución-distribución con nivel de tensión <i>nt</i> . El valor aplicable será el correspondiente a la tarifa general de alta tensión para el nivel de tensión <i>nt</i> .

#### 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<sub>ud</sub> se calculará como se describe a continuación.

Para calcular las pérdidas medidas de transporte asignadas a la distribución (PTRD) 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.

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

#### 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:

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

donde:

MBC<sub>u</sub> = Medida en barras de central de la unidad de programación  $u$  integrada en la zona de regulación  $z$   
 PHL<sub>u</sub> = Programa Horario de Liquidación de la unidad de programación  $u$  integrada en la zona de regulación  $z$   
 PUZ<sub>u,z</sub> = Porcentaje de integración de la unidad de programación  $u$  en la zona de regulación  $z$   
 ESSEC<sub>z</sub> = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación  $z$   
 EBSEC<sub>z</sub> = 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:

$$DESU_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC<sub>u</sub> = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición  $u$   
 PHL<sub>u</sub> = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición  $u$

### 12.4.3 Desvío de las unidades de programación de distribución

El desvío de cada unidad de programación de distribución se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DESV}_{ud} = \text{MBC}_{ud} - \text{PHL}_{ud}$$

donde:

MBC <sub>ud</sub>	=	Medida elevada a barras de central de cada unidad de distribución ud
PHL <sub>ud</sub>	=	Programa horario liquidado de cada unidad de programación de adquisición de distribución ud

### 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 Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen especial será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen especial no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2.
- El desvío *d* de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen ordinario será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen ordinario no pertenecientes a zona de regulación. 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, de 26 de diciembre, 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 de Liquidación por la actividad de distribución será la suma de los desvíos de sus unidades de programación para clientes a tarifa. El desvío de cada unidad 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.
- El desvío *d* de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente para su participación en las subastas de emisiones primarias de energía, en las subastas de distribuidores o en otras modalidades de contratación será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 12.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

#### 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:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DESV}_d \times \text{PDESVS}$$

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 ( $DES_{u,z,d} < 0$ ) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

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

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

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

donde:

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

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,  $PDES_{VB}$ , calculado según lo establecido en el apartado 12.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODES_d = DES_d \times PDES_{VB}$$

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:

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

donde:

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

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:

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

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

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

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

#### 12.5.4 Coste del desvío y déficit de desvíos de las instalaciones de régimen especial en tarifa

El desvío agregado correspondiente a las instalaciones de régimen especial de una misma unidad de programación que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, dará lugar en cada periodo horario de programación a un derecho de cobro u obligación de pago según lo dispuesto en los apartados 12.5.1, 12.5.2 y 12.5.3 de este procedimiento de operación. La liquidación del coste del desvío y del déficit de las instalaciones exentas del pago de dicho coste se realizará según lo dispuesto en los apartados siguientes.

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del mencionado real decreto, el derecho de cobro u obligación de pago por desvío de las unidades de programación del distribuidor de las mencionadas instalaciones se anotará en las liquidaciones correspondientes a los cierres de medidas provisional y definitivo.

##### 12.5.4.1 Anulación del coste del desvío de instalaciones exentas

Las unidades de programación que integren exclusivamente instalaciones de régimen especial completamente exentas del pago del coste de los desvíos tendrán en cada periodo horario de programación un derecho de cobro en concepto de anulación del coste del desvío que se calculará según la siguiente fórmula:

$$DCDSVEX_u = \text{Abs}(DES_u) \times \text{Abs}(PMD - PREDES_u)$$

donde:

$DES_u$  = Desvío de la unidad de programación  $u$  calculado según lo dispuesto en el apartado 12.4.2 que será positivo o negativo según corresponda a mayor o menor producción que la prevista.

$PREDES_u$  = Precio del derecho de cobro u obligación de pago de la unidad de programación  $u$  por desvío según lo dispuesto en los apartados 12.5.1, 12.5.2 y 12.5.3, resultado del cociente entre el importe anotado y la energía del desvío.

$PMD$  = Precio horario del mercado diario

La suma de los derechos de cobro por anulación del coste de los desvíos constituirá el déficit de desvíos exentos del pago del coste de desvíos que se liquidará con cargo al saldo del excedente o déficit de valoración de desvíos del apartado 12.8 en cuyo cálculo se incluirá la suma de estos derechos de cobro.

##### 12.5.4.2 Coste del desvío de instalaciones no exentas representadas por su distribuidor

En el caso de que el titular de instalaciones no exentas del pago del coste del desvío participe mediante representante distribuidor, la factura del titular de las instalaciones no exentas del pago del coste del desvío que el titular representado emita al representante incluirá la repercusión del coste mensual de los desvíos correspondientes.

El coste del desvío horario de cada instalación no exenta del titular representado será el producto del valor absoluto del desvío horario de la instalación no exenta por el coste unitario horario del desvío.

El valor absoluto del desvío de la instalación será la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real medida y la previsión comunicada al representante.

El coste unitario horario del desvío será el valor absoluto de la diferencia entre el precio horario del mercado diario y el precio horario del desvío establecido en el apartado 12.3 según el sentido del desvío de la instalación.

El coste unitario horario de los desvíos por menor y por mayor producción será publicado por el Operador del Sistema en su Web pública el día de cierre de la Liquidación Inicial Provisional Segunda de cada mes.

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del mencionado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el coste horario del desvío de las instalaciones representadas por el distribuidor será cero cuando el desvío de la instalación sea inferior al 5%.

En el caso de que alguna instalación del titular no dispusiera de equipo de medida horaria y tuviera obligación de disponer del mismo de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida, el coste de desvío resultante de sus instalaciones se multiplicará por 1,15.

#### 12.5.4.3 Comunicación a efectos de la liquidación de tarifas y complementos

El operador del sistema comunicará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, a efectos de lo dispuesto en el artículo 30.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el importe agregado de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada correspondiente al conjunto de las instalaciones de cada representante y de cada titular que participe sin representante y que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El importe de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada, BALDITA, de cada representante o titular  $rt$  en cada mes  $m$  será la suma de los importes de las liquidaciones a las que se refiere el artículo 30.1 y del importe de la repercusión del coste del desvío al que se refieren los artículos 30.1 y 34 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. El valor de esta suma se calcula según la fórmula siguiente:

$$BALDITA_{rt,m} = MEDPMD_{rt,m} + EMIPID_{rt,m}$$

Siendo:

$MEDPMD_{rt,m}$  Valor de las medidas horarias, MEDBC, de la energía neta efectivamente producida por las instalaciones  $i$  del representante o titular  $rt$  en el mes  $m$  valoradas al precio del mercado diario, PMD, en cada hora  $h$ :

$$MEDPMD_{rt,m} = \sum_{i,h} MEDBC_{i,rt,h} \times PMD_h$$

$EMIPID_{rt,m}$  Valor de la ganancia o pérdida mensual por las energías casadas en cada sesión  $s$  del mercado intradiario de la hora  $h$ , EMI, por las instalaciones  $i$  del representante o titular  $rt$  en el mes  $m$ , integradas en la unidad de programación  $up$ , resultantes de la diferencia entre el precio de la sesión del mercado intradiario, PMI, y el precio horario del mercado diario:

$$EMIPID_{rt,m} = \sum_{i,s,h} EMI_{i,rt,s,h} \times (PMI_{s,h} - PMD_h) = \sum_{up,s,h} EMI_{up,rt,s,h} \times (PMI_{s,h} - PMD_h)$$

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, cuando el representante no sea el distribuidor y a efectos de lo dispuesto en el apartado 6 de la citada disposición transitoria, el operador del sistema comunicará a cada distribuidor el importe de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada correspondiente al conjunto de las instalaciones de cada representante  $rt$  en cada distribuidor  $dis$  calculado según la fórmula siguiente:

$$BALDITA_{dis,rt,m} = MEDPMD_{dis,rt,m} + EMIPID_{dis,rt,m}$$

Siendo  $MEDPMD_{dis,rt,m}$  y  $EMIPID_{dis,rt,m}$  los valores resultantes de aplicar las mismas fórmulas anteriores de  $MEDPMD_{rt,m}$  y  $EMIPID_{rt,m}$  sobre los valores correspondientes a las instalaciones de cada representante en cada distribuidor. A tal efecto, cada representante comunicará mensualmente al operador del sistema antes del día 7 del mes siguiente los importes  $EMIPID_{dis,rt,m}$  correspondientes a cada distribuidor. La suma de los importes  $EMIPID_{dis,rt,m}$  comunicados por cada representante deberá ser igual al valor  $EMIPID_{rt,m}$ .

El importe descontado en las facturas de todas las instalaciones del representante  $rt$  en el distribuidor  $dis$  deberá ser igual al valor de  $BALDITA_{dis,rt,m}$  comunicado por el operador del sistema.

#### 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, MBC<sub>ua</sub> 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 caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times \text{MB C}_{ua} / \sum_u \text{MB C}_{ua}$$

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:

$$OPAJDV_u = - \text{SALDOLIQ} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_u \text{MBC}_{ua}$$

## 13. FALLO DE PROGRAMACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROGRAMACIÓN GENÉRICAS

### 13.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PBF

Tras el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$OPUPGPBF = -\text{abs}(\sum_{ug} \text{ENPBF}_{ug}) \times \text{PMD} \times 1,3$$

donde:

$$\text{ENPBF}_{ug} = \text{Energía en PBF de la unidad de programación genérica } ug.$$

*Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.*

### 13.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF

Tras el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHF dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora  $h$ :

$$\text{OPUPGPHF} = -\text{abs}(\sum_{ug} \text{ENPHF}_{ug}) \times \text{PMD} \times 0,15 \times \text{NS}$$

donde:

- $\text{ENPHF}_{ug}$  = Energía en el último PHF de la hora de la unidad de programación genérica  $ug$ .  
 $\text{NS}$  = Número de sesiones válidas del mercado intradiario para la hora  $h$ .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

### 13.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 13.1 y 13.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 12.8. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

## 14. PERIODO TRANSITORIO

1. Hasta el 30 de septiembre de 2008 los desvíos de las unidades de régimen especial de Sujetos de Liquidación representados en nombre ajeno y por cuenta ajena se sumarán en el desvío  $d$  de su sujeto representante calculado según el apartado 12.5.

2. Hasta la fecha que sean de aplicación los puntos 1 y 7 de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a las instalaciones conectadas a una de las distribuidoras acogidas al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y a efectos de lo indicado en el segundo párrafo de los apartados 4.3, 5.3, 7.3 y 12.8 y en el tercer párrafo del apartado 8.1 sobre asignación de costes/excedentes, será de aplicación lo indicado en el párrafo siguiente:

En el caso de unidades de adquisición de distribución, en el cálculo del consumo medido elevado a barras de central, Mb C, se descontará el consumo cubierto con la producción de instalaciones de régimen especial a tarifa conectadas a una de las distribuidoras acogidas al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

3. Hasta la fecha que sean de aplicación los puntos 1 y 7 de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a las instalaciones conectadas a una de las distribuidoras acogidas al régimen retributivo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el valor  $\text{MPF}_{ud}$  del apartado 12.2.1.1 queda definido del siguiente modo:

$\text{MPF}_{ud}$  Suma de las medidas netas de la energía intercambiada en todos los puntos frontera de la unidad del distribuidor, ud excluidos los puntos frontera de instalaciones de régimen especial a tarifa conectadas a una de las distribuidoras contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

4. Hasta la fecha que sea de aplicación la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, las instalaciones que hayan elegido la opción a) o b) del artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, se considerarán, a efectos de este procedimiento, de igual manera que las instalaciones que hayan elegido, respectivamente, la opción a) o b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

## P.O. 14.6 LIQUIDACIÓN DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES NO REALIZADOS POR SUJETOS DEL MERCADO

### 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.

### 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema.

### 3. DESVÍOS DE REGULACIÓN ENTRE SISTEMAS

El Operador del Sistema llevará una cuenta de compensación horaria 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 horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central. 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, en el cálculo del consumo medido elevado a barras de central, se descontará el consumo cubierto con la producción de instalaciones de régimen especial a tarifa conectadas a una de las distribuidoras contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

### 4. INTERCAMBIOS DE APOYO ENTRE SISTEMAS

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.

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 horaria. El saldo horario de dicha cuenta se asignará con el mismo tratamiento contemplado para los desvíos de regulación entre sistemas.

## 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 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.

Los horarios mencionados en este procedimiento se refieren al horario central europeo CET (Central European Time).

### 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.
- En su caso, 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.
- En su caso, Cuota soportada del Impuesto sobre la Electricidad, artículo 64 bis, A), 6. de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- En su caso, 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.
- En su caso, 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.
- En su caso, Cuota repercutida del Impuesto sobre la Electricidad, artículo 64 bis, A), 6. de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- En su caso, 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 excepto que el importe a ingresar sea inferior a 20 euros.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10:00 del día de pagos establecido en el calendario del proceso de liquidación, según el PO 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 excepto que el importe a pagar sea inferior a 20 euros.

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 el mismo que el definido para el pago por parte de los Sujetos que resulten deudores, sólo si se produce cualquiera de los siguientes hechos:

- Que se hayan recibido todos los pagos el día de pagos y exista tiempo útil para que la entidad de crédito con la que trabaja el Operador del Sistema ordene los pagos a los sujetos acreedores.
- Si el Operador del Sistema dispusiera de un instrumento que permitiera, en caso de impago, realizar los cobros el mismo día de los pagos, del tipo contraaval o línea de crédito garantizado o avalado por las garantías prestadas por los Sujetos a favor del Operador del Sistema.

En caso de no darse ninguna de las circunstancias expuestas anteriormente, el día en que se realizará el abono será el día hábil siguiente al día de pagos

El Operador del Sistema cursará instrucciones de pago dentro del mismo día de fecha valor (Transferencia Urgente via Banco de España) en que se hubieren recibido los pagos que deben realizar los Sujetos que resulten como deudores excepto para los abonos inferiores a 10.000€ que se podrán ordenar en la misma fecha que los demás abonos pero con una fecha valor posterior (Transferencia normal). Asimismo, si la normativa o la práctica bancaria así lo exigieran podrá existir 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:

Se ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en el PO 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.

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.

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 de Liquidación 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 PO 14.1.

### P.O. 14.8 SUJETO DE LIQUIDACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE RÉGIMEN ESPECIAL

#### 1. OBJETO

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación, al Sujeto de Liquidación que corresponda en cada momento, de la liquidación de las unidades de programación correspondientes a las instalaciones de régimen especial.

En particular, se establecen las actuaciones necesarias para la gestión de los cambios relevantes para la liquidación, como los cambios de Sujeto de Liquidación y los cambios de opción de venta, sin perjuicio de lo establecido con carácter general en el Procedimiento de Operación 14.1 y en el Procedimiento de Operación 14.2.

#### 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este procedimiento de operación es de aplicación a los Sujetos de Liquidación de instalaciones de régimen especial, a los Encargados de la Lectura de los puntos frontera de instalaciones de régimen especial y al Operador del Sistema.

#### 3. DEFINICIONES

El término *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo*, en este procedimiento se refiere al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial.

El acrónimo *RAIPRE* en este procedimiento se refiere al Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El término *instalación* en este procedimiento se refiere a instalación de producción de régimen especial en los términos establecidos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El término *opción de venta* en este procedimiento se refiere a las dos opciones a) y b) del artículo 24.1 de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, o, en su caso, del artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

El término *instalación en tarifa* en este procedimiento se refiere a las instalaciones de producción de régimen especial que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, o, en su caso, la opción a) del artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, así como las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El término *instalación en mercado* en este procedimiento se refiere a las instalaciones de producción de régimen especial que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, o, en su caso, la opción b) del artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

El término *instalación exenta* en este procedimiento se refiere a las instalaciones en tarifa que estén exentas del pago del coste de los desvíos según lo dispuesto en el artículo 34.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en los apartados 12 y 13 de su disposición transitoria sexta o en la normativa vigente en cada momento.

El término *unidad de programación* en este procedimiento se refiere a las unidades de programación de producción de régimen especial definidas en los procedimientos de operación y que son consideradas en el proceso de liquidación en los términos establecidos en el Procedimiento de Operación 14.1.

El término *Sujeto de Liquidación* en este procedimiento se refiere al sujeto responsable financieramente de la liquidación del Operador del Sistema de cada unidad de programación en los términos establecidos en el Procedimiento de Operación 14.1.

El término *Encargado de la Lectura* en este procedimiento se refiere a la entidad encargada de la lectura de la medida de los puntos frontera de instalaciones de régimen especial de acuerdo con la normativa vigente en cada momento.

El término *días hábiles* en este procedimiento se refiere a los días definidos como hábiles en el Procedimiento de Operación 14.1

El término *Representante en nombre propio* en este procedimiento se refiere al Sujeto de Liquidación que actúa como representante del titular de las instalaciones en nombre propio pero por cuenta ajena.

Cuando las comunicaciones de datos entre entidades que se mencionan en este procedimiento se refieran a instalaciones, las comunicaciones se realizarán utilizando como código de referencia de cada instalación el código de identificación que se determine en el procedimiento telemático que establezca la Dirección General de Política Energética y Minas según lo establecido en el artículo 10.3 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. En su defecto se utilizará el código del punto frontera de la instalación, o de existir varios puntos, el principal. El Operador del Sistema podrá utilizar un código específico adicional para las instalaciones de régimen especial que participen en los servicios de ajuste del sistema o que deban comunicar al Operador del Sistema su programa horario individual, su indisponibilidad u otra información establecida en los procedimientos de operación.

#### 4. SUJETO DE LIQUIDACIÓN

El Sujeto de Liquidación de las unidades de programación específicas para las instalaciones en tarifa, a efectos de la liquidación de los desvíos y, en su caso, del pago del coste de los mismos, será el titular de las instalaciones cuando el titular participe en el mercado directamente sin representante y, en otro caso, su representante. A tal efecto, el representante deberá acreditar que dispone de poder notarial para actuar como representante en nombre propio y por cuenta ajena. El titular de instalaciones en tarifa que vaya a ser representado, no estará obligado al cumplimiento de los requisitos establecidos en los procedimientos de operación para darse de alta como sujeto del mercado.

El Sujeto de Liquidación de las unidades de programación específicas para las instalaciones en mercado será el que decida el sujeto titular de las instalaciones y siempre de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1.

La autorización para actuar como Sujeto de Liquidación de instalaciones de régimen especial estará condicionada en todo momento al cumplimiento de los requisitos que, en su caso, establezca la Comisión Nacional de Energía para la participación de titulares y representantes en el proceso de liquidación establecido en el artículo 30 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y a la comunicación al Operador del Sistema de la certificación de dicho cumplimiento.

La admisión para participar como Sujeto de Liquidación de instalaciones en tarifa estará condicionada en todo momento a que se cumplan las condiciones para que pueda integrar su energía en el mercado de producción.

#### 5. RESPONSABILIDADES

1. El Operador del Sistema será responsable de las siguientes actuaciones:

- a) Asignar a cada Sujeto de Liquidación las unidades de programación necesarias para concretar la integración de su energía en el mercado y su participación en el proceso de liquidación del Operador del Sistema con las instalaciones de régimen especial de las que es responsable.
- b) Poner a disposición de los Encargados de la Lectura la relación de Sujetos de Liquidación habilitados para la integración de energía en el mercado en la actividad de producción en régimen especial, con indicación expresa del tipo de actividad que pueden desempeñar (titular, comercializador o representante).
- c) Poner a disposición de los Encargados de la Lectura la relación de unidades de programación de régimen especial de cada Sujeto de Liquidación habilitadas para participar en el mercado con indicación expresa del tipo de instalaciones que pueden integrarse en cada unidad atendiendo a su tecnología, a la opción de venta, a la relación del titular con el Sujeto de Liquidación, a la exención del pago del coste de los desvíos de la instalación o a cualquier otro criterio relevante para la definición precisa de la unidad de programación.
- d) Poner a disposición del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de la Comisión Nacional de Energía y del Operador del Mercado, la relación de instalaciones de producción de régimen especial que integran en cada momento cada unidad de programación.
- e) Poner a disposición de cada Sujeto de Liquidación la relación de instalaciones de producción de régimen especial que integran en cada momento cada una de sus unidades de programación con indicación del Encargado de la Lectura responsable de la medida de la instalación.
- f) Determinar la potencia máxima de cada unidad de programación como suma de las potencias máximas de las instalaciones que la integran a partir de la información del RAIPRE comunicada.
- g) Habilitar, de acuerdo con los procedimientos de operación de aplicación, la participación de una instalación en los servicios de ajuste del sistema a través de una determinada unidad de programación y comunicar dicha habilitación al Sujeto de Liquidación de la unidad.

2. El Encargado de la Lectura será responsable de las siguientes actuaciones:

- a) Asignar la medida de cada una de las instalaciones de régimen especial de las que es Encargado de la Lectura a la unidad de programación que le corresponda en cada momento.
- b) Gestionar el cambio de asignación de la instalación a una unidad de programación según lo dispuesto en este procedimiento.
- c) Poner a disposición del Operador del Sistema la relación de las instalaciones de las que es Encargado de la Lectura que estén asignadas en cada momento a cada unidad de programación.
- d) Resolver las reclamaciones sobre los cambios de asignación de instalaciones a unidades de programación.

3. El Sujeto de Liquidación será responsable de las siguientes actuaciones:

- a) Solicitar al Operador del Sistema, con la máxima antelación posible, la habilitación de las unidades de programación que requiera su participación en el mercado como Sujeto de Liquidación por la actividad de producción de régimen especial.
- b) Solicitar al Encargado de la Lectura, con la máxima antelación posible, los cambios a los que se refiere este procedimiento de operación, aportando la documentación necesaria.
- c) Presentar con antelación garantías de pago suficientes al Operador del Sistema para cumplir el requisito de garantía mínima por potencia establecido en el Procedimiento de Operación 14.3.

El cambio de opción de venta de una instalación no extinguirá las obligaciones de pago que hubiera contraído el Sujeto de Liquidación como consecuencia de la opción de venta anterior. El cambio de Sujeto de Liquidación de una instalación no extinguirá las obligaciones de pago que hubiera contraído el Sujeto de Liquidación anterior, manteniéndose en ambos casos, en particular, la posibilidad de suspensión para participar en el mercado de las instalaciones del Sujeto de Liquidación en los casos y condiciones previstas en los procedimientos de operación. Durante el periodo de suspensión la energía vertida se liquidará a precio de desvío.

En todo caso, la habilitación para participar en los servicios de ajuste del sistema de una instalación estará sujeta a lo establecido en los procedimientos de operación de aplicación.

## 6. CAMBIO DE SUJETO DE LIQUIDACIÓN

El cambio de Sujeto de Liquidación se podrá producir por alguno de los siguientes motivos:

- a) Inscripción de una nueva instalación en el RAIPRE a efecto de lo establecido en el artículo 14 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, o concesión del Acta de Puesta en Marcha. En este caso la fecha del cambio será el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación y ello, sin perjuicio de que la participación efectiva en el mercado se habilite una vez cumplidos los requisitos establecidos en los procedimientos de operación. A efectos de la liquidación de los desvíos, la energía vertida hasta la fecha de participación efectiva será liquidada a precio de desvío.
- b) Cambio del Sujeto de Liquidación por deseo del titular de la instalación, que deberá ser comunicado por el nuevo Sujeto de Liquidación al Encargado de la Lectura con una antelación mínima de un mes respecto a la fecha de inicio de operación con otro Sujeto de Liquidación., sin perjuicio de que la fecha de cambio se retrase hasta el cumplimiento de los requisitos establecido para el cambio. Hasta la fecha efectiva del cambio, el anterior Sujeto de Liquidación seguirá siendo responsable financiero de la liquidación de los ingresos y costes aplicables a la instalación.
- c) Revocación o cancelación de la inscripción de una instalación según lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. En este caso la fecha de baja será la comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

El nuevo Sujeto de Liquidación aportará al Encargado de la Lectura la siguiente información:

- a) Solicitud del cambio donde hará constar, al menos, el código de referencia de la instalación, el código de los puntos frontera de la instalación, la opción de venta y el código de la unidad de programación en la que solicita la incorporación de la instalación.
- b) Inscripción definitiva en el RAIPRE con indicación expresa de la opción de venta, información que no será necesario aportar cuando se implante el procedimiento al que hace referencia el artículo 10.3 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
- c) En su caso, poder notarial para actuar como representante en nombre propio y por cuenta del titular de la instalación y declaración de representación.
- d) En su caso, declaración de contrato de comercialización de la energía vertida por la instalación.
- e) En su caso, declaración de participación directa como titular.
- f) En su caso, poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.

- g) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos que estarán disponibles en la página web del Operador del Sistema y que podrán ser sustituidos por ficheros electrónicos con formato común para todos los Encargados de la Lectura o por documentos con firma electrónica.

Cuando el Encargado de la Lectura disponga de toda la información válida requerida dispondrá de un plazo de cinco días hábiles para comunicar la fecha en que el cambio vaya a ser efectivo, a los efectos de la liquidación de las energías y de la participación en el mercado, o en su caso, el rechazo de la solicitud y los motivos del rechazo. El cambio de Sujeto de Liquidación será efectivo desde las 00:00 horas de la fecha en la que el Encargado de la Lectura asigne la medida a la correspondiente unidad de programación según lo dispuesto en los procedimientos de operación.

## 7. CAMBIO DE OPCIÓN DE VENTA

El Sujeto de Liquidación solicitará al Encargado de la Lectura que tramite la asignación de la medida de la instalación a la unidad de programación que corresponda a la nueva opción de venta con una antelación mínima de quince días hábiles respecto a la fecha deseada de aplicación del cambio.

El Sujeto de Liquidación aportará al Encargado de la Lectura la siguiente documentación:

- a) Solicitud del cambio, donde hará constar, al menos, el código de referencia de la instalación, el código de los puntos frontera de la instalación, la opción de venta y el código de la unidad de programación en la que solicita la incorporación de la instalación.
- b) Copia de la comunicación a la que hace referencia el artículo 24.4 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y el certificado de cambio de la inscripción en el RAIPRE de la nueva opción de venta.
- c) En su caso, poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.
- d) Cualquier otra información que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos que estarán disponibles en la página web del Operador del Sistema y que podrán ser sustituidos por ficheros electrónicos con formato común para todos los Encargados de la Lectura o por documentos con firma electrónica.

Cuando el Encargado de la Lectura disponga de toda la documentación válida requerida dispondrá de un plazo de cinco días hábiles para comunicar la fecha en la que el cambio vaya a ser efectivo a los efectos de la liquidación de las energías, o en su caso, el rechazo de la solicitud y los motivos del rechazo. En ningún caso, la fecha de cambio efectivo de opción será anterior a la comunicada por el Encargado de la Lectura.

En ningún caso, la fecha de cambio efectivo de opción será anterior a la fecha de cambio establecida por la Dirección de Política Energética y Minas según lo dispuesto en el artículo 24.5 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Hasta que se implante el procedimiento establecido en el artículo 10.3 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el Sujeto de Liquidación deberá enviar al Operador del Sistema copia del cambio de inscripción en el RAIPRE a los efectos de su posible participación en los servicios de ajuste del sistema. Esta comunicación deberá realizarse en un plazo de dos días hábiles desde la recepción del cambio de opción.

## 8. CAMBIO ESTRUCTURAL

El cambio de la clasificación de una instalación particular, el cambio de su condición de instalación exenta y cualquier otro cambio particular de una instalación relacionado con la información estructural de definición de unidades de programación que requiera cambios en la unidad de programación de la instalación será solicitado por el Sujeto de Liquidación al Encargado de la Lectura, indicando los motivos del cambio. El Encargado de la Lectura dispondrá de un plazo de cinco días hábiles para comunicar la fecha en que el cambio vaya a ser efectivo a los efectos de la liquidación de las energías.

En el caso de que el cambio sea necesario por aplicación de nueva normativa de carácter general, el Encargado de la Lectura procederá a realizar los cambios oportunos sin necesidad de una solicitud previa del Sujeto de Liquidación.

El Encargado de la Lectura podrá solicitar cuanta información estime oportuna para validar el cambio solicitado, en especial si implica modificaciones en el RAIPRE.

## 9. CAMBIO POR ERROR

En el caso de que una instalación haya sido asignada erróneamente a una unidad de programación, el Encargado de la Lectura, a iniciativa propia o a instancias de una reclamación estimada por el Operador del Sistema, procederá a subsanar el

error lo antes posible y en un plazo máximo de cinco días hábiles. En todo caso, la fecha efectiva de cambio será posterior a la última fecha de la que exista cierre de medidas definitivo, según lo establecido en los procedimientos de operación correspondientes.

#### 10. CAMBIO AL REPRESENTANTE O AL COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

El Encargado de la Lectura podrá asignar las instalaciones a las unidades de programación del representante de último recurso o a las unidades del comercializador de último recurso según las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento para atender las solicitudes de último recurso.

#### 11. UNIDADES DE PROGRAMACIÓN

*Las instalaciones en tarifa concretarán sus actuaciones en el mercado frente al Operador del Sistema mediante unidades de programación específicas por Sujeto de Liquidación en las que se integrará el conjunto o parte de las instalaciones en tarifa del mismo Sujeto de Liquidación, respetando la separación en unidades distintas de las instalaciones exentas del pago del coste de desvíos de las no exentas así como la separación por tecnologías establecida en el Procedimiento de Operación 3.1.*

*Las instalaciones en mercado concretarán sus actuaciones en el mercado frente al Operador del Sistema mediante unidades de programación específicas por Sujeto de Liquidación en las que se integrarán el conjunto o parte de las instalaciones en mercado del mismo Sujeto de Liquidación, respetando la separación por tecnologías establecida en el Procedimiento de Operación 3.1.*

A efectos de lo dispuesto en los dos párrafos anteriores, las instalaciones que no formen parte de una unidad por Sujeto de Liquidación podrán integrarse en la unidad de programación que integre instalaciones de un mismo titular, respetando la separación en distintas unidades establecida en los párrafos anteriores, y siempre que la suma de la potencia de las instalaciones en la unidad por titular sea mayor o igual a 10MW y que su Sujeto de Liquidación solicite la unidad por titular. En otro caso, las instalaciones se integrarán en la unidad por Sujeto de Liquidación que corresponda.

En todo caso, los Sujetos de Liquidación que actúen simultáneamente como representantes en nombre propio pero por cuenta ajena, como titulares o como comercializadores dispondrán de unidades de programación separadas para cada actividad.

#### 12. PERIODO TRANSITORIO

Hasta la fecha establecida en el primer párrafo de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, serán de aplicación los siguientes criterios:

- a) Los distribuidores estarán exentos del requisito de acreditación para actuar como representante en nombre propio.
- b) La baja del distribuidor como representante y Sujeto de Liquidación deberá comunicarse al distribuidor con la antelación mínima establecida en el apartado 1 de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.
- c) Para proceder a la baja del distribuidor como representante y Sujeto de Liquidación será requisito imprescindible el cumplimiento de la normativa y procedimientos de operación aplicables a la instalación, en particular, el cumplimiento del Reglamento de puntos de medida.
- d) Las instalaciones en mercado que opten por pasar a instalaciones en tarifa representadas por el distribuidor y que no comuniquen este cambio al Operador del Sistema, causarán baja de forma automática en la unidad de programación con la que estuvieran actuando en el mercado. El Operador del Sistema iniciará el proceso de baja de la asignación de la instalación y, en su caso, de la unidad de programación, tan pronto como constate que se ha producido el cambio al representante distribuidor.

Las instalaciones cuyo titular no sea su Sujeto de Liquidación y estén integradas en una unidad de programación por titular que el 30 de septiembre de 2008 no cumpla el requisito de potencia mínima del apartado 11, se integrarán desde el 1 de octubre de 2008 en la correspondiente unidad de programación de su Sujeto de Liquidación.