

I. DISPOSICIONES GENERALES**MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO**

- 4891** *Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1 Programación de la generación y P.O.-4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, y se dejan sin efecto los procedimientos P.O.- 4.1 y P.O.- 4.2, en relación con el proceso de integración de mercados a nivel europeo.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 3.10, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, la de regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del sistema, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

Por su parte, 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, establece que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán 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 citada Comisión.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, determina en su disposición adicional undécima que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental, mencionadas en el párrafo anterior, deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta previsión se encontraba contenida con anterioridad en la disposición adicional tercera del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, derogado por el citado Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Al amparo tanto de la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, como del Reglamento Europeo (CE) n.º 714/2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, se vienen desarrollando iniciativas regionales como paso previo al establecimiento de un mercado interior de electricidad a nivel europeo.

España se encuentra englobada, junto con Portugal y Francia, en la Iniciativa Regional Sudoeste de Electricidad, SWE ERI, y se vienen desarrollando trabajos enfocados a la integración de estos mercados, con la participación de los reguladores, operadores del sistema y de mercado y de los sujetos de los tres países.

Con el fin de continuar con el proceso de acoplamiento efectivo con Europa, y en el marco del proceso de armonización de la gestión a plazo de las interconexiones eléctricas en la Unión Europea, en particular en lo relativo a integración de plataformas de subastas y armonización de reglas de asignación de la capacidad de intercambio, resulta preciso realizar determinadas adaptaciones normativas.

En este ámbito, Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, remitió a la Secretaría de Estado de Energía con fecha 12 de febrero de 2014 propuestas de adaptación de procedimientos de operación y de las Reglas IFE de Asignación de Capacidad para la interconexión entre España y Francia, para su adaptación al acoplamiento completo de los mercados diarios y a la transferencia a la plataforma de

subastas CASC.EU de las subastas de largo plazo de la capacidad de intercambio en la citada interconexión. Esta propuesta se acompañaba de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos.

La citada propuesta fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para la emisión de informe en virtud de lo establecido en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Asimismo, el trámite de audiencia ha sido realizado por dicha Comisión a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, regula en su artículo 7.1 la aprobación por la citada Comisión tanto de la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión de acuerdo con el marco normativo de acceso a las infraestructuras y de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y a los criterios que se determinen, como de las metodologías relativas a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema, que desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria, proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo, de acuerdo con el marco normativo para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La disposición transitoria cuarta y disposición derogatoria única de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, contemplan los aspectos necesarios para adecuar el marco normativo a las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativas a la metodología de acceso a las infraestructuras transfronterizas, y procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en las interconexiones internacionales.

Vista la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema;

Visto el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la propuesta de procedimientos de operación para la implantación de un mecanismo transfronterizo de intercambio de energías de balance, de fecha 13 de marzo de 2014;

Vista la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 13 de marzo de 2014, por la que se aprueban las reglas de asignación de capacidad para la interconexión Francia-España (Reglas IFE),

Esta Secretaría de Estado, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación del Sistema P.O.-3.1 Programación de la generación y P.O.-4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, que se insertan a continuación.

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos desde 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 de operación del Sistema P.O.-3.1 Programación de la generación, aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema

Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1, P.O.-3.2, P.O. 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET, el P.O.-4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, aprobado por Resolución de 1 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 4.0 «Gestión de las Conexiones Internacionales», P.O.-4.1 Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España, aprobado por Resolución de 28 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 4.1 y se autoriza la aplicación de las Reglas conjuntas de asignación de capacidad para la interconexión Francia-España (Reglas IFE) versión 3.0., y el P.O.-4.2 Resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España, aprobado por Resolución de 26 de junio de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

Madrid, 8 de mayo de 2014.–El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

ÍNDICE DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

- P.O.-3.1 Programación de la generación.
- P.O.-4.0 Gestión de las interconexiones internacionales.

P.O.-3.1 Programación de la generación

1. Objeto

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

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) utilizadas en el proceso de programación de la generación y localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

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

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

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

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

3. *Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles*

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

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

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. *Definiciones*

4.1 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del programa resultante de la casación del mercado diario comunicado por el OM, y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones por garantía de suministro y las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio posterior generación-demanda.

4.3 Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Proceso de asignación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de potencia adicional a subir, necesaria por razones de seguridad del sistema.

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

4.5 Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

4.7 Restricción por garantía de suministro: Se entenderá como restricción por garantía de suministro a la producción que se determine como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía de suministro hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudieran ser requeridas.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

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

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

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

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones técnicas, la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir y la gestión de los servicios de ajuste del sistema.

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

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

4.10 Programa cierre (P48CIERRE): Es el programa que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del programa diario base de funcionamiento y de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de resolución de restricciones de garantía de suministro y técnicas y a la participación de las diferentes unidades en, los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo.

4.11 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: La nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física consiste en la comunicación por Unidad de Programación de dichos contratos bilaterales al Operador del Sistema en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al Operador del Sistema:

Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física nombra al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.

Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa

de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará Sujeto Nominador. La autorización al Sujeto Nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al Sujeto Nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un Sujeto Nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico, la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

5. Programación previa al día de operación

5.1 Integración de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.1.1 Establecimiento de los contratos bilaterales para la nominación del ejercicio de las opciones adjudicadas en las subastas de emisiones primarias de energía: Mensualmente, con una antelación no inferior a tres días hábiles respecto al primer día de cada mes, la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP) comunicará mediante el sistema de nominación indirecta al OS:

La relación de los SM tenedores de opciones de compra de emisiones primarias, derivadas de la adjudicación en dichas subastas y de las posibles transferencias bilaterales de dichas opciones, utilizándose para esta identificación los correspondientes códigos Energy Identificación Code (EIC).

El valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador-SM vendedor, y el periodo de validez de esta información.

En este caso, a efectos de la nominación indirecta de los programas de energía, se considera que la Entidad Agregadora de las Subastas de Emisiones Primarias (EASEP) forma parte de los contratos bilaterales con entrega física (CBEP) conforme a los acuerdos que se establezcan entre esta entidad y los SM autorizados para participar en las Subastas de Emisiones Primarias.

Una vez recibida la información anteriormente mencionada de la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP), el OS generará automáticamente en su sistema de información los correspondientes contratos bilaterales con entrega física asociados a la tenencia de opciones de compra de energía (CBEP), entre cada uno de los SM vendedores y aquellos SM tenedores de dichas opciones de compra de energía, para la ejecución del proceso de nominación de programas posterior al ejercicio de dichas opciones de compra de energía primaria.

Los CBEP generados tendrán un valor de potencia máxima igual al valor máximo comunicado por la EASEP al OS para cada pareja comprador-vendedor y tendrán validez durante el periodo comunicado por la EASEP pudiendo estos contratos ser prorrogados, o bien, ser modificados en su potencia máxima por efecto de las sucesivas comunicaciones de la EASEP, manteniéndose sin variación el número de ejecución del contrato.

Estos CBEP utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPG), tanto para el SM vendedor como para el SM comprador, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del Operador del Sistema. El alta de estas UPG deberá ser solicitada al OS por los SM de acuerdo con lo establecido a este respecto en los procedimientos de operación, y será comunicada al OM mediante los medios y plazos establecidos.

El OS validará que la información recibida de la EASEP se refiere a SM que disponen de la correspondiente UPG para el periodo de validez indicado en la comunicación. En caso contrario, la comunicación enviada por la EASEP será rechazada.

El OS, una vez dados de alta estos CBEP en su sistema de información, pondrá a disposición de cada SM la información correspondiente a estos contratos bilaterales, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos.

En caso de que la EASEP comunique al OS la cancelación anticipada de un contrato CBEP con un SM, la EASEP dejará de enviar al OS, a partir de la fecha en que sea efectiva la cancelación, la nominación del CBEP afectado.

En caso de que el OS, según lo indicado en los procedimientos de operación, suspenda la participación en el mercado de un SM, se aplicará lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente respecto a la suspensión del SM en el mercado, comunicándose además, esta suspensión, al Operador del Mercado y, en su caso, a las entidades facultadas para la nominación de contratos bilaterales. Durante el periodo de suspensión se impedirá realizar la nominación diaria de contratos bilaterales que en su caso estuvieran vigentes. Cuando finalice la suspensión del SM, este hecho será nuevamente comunicado por el OS a las entidades anteriormente mencionadas.

5.1.2 Nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía de las subastas de emisiones primarias: La nominación al OS de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria será realizada por la EASEP, bajo el principio de nominación indirecta, antes de las 8:45 h del día D-1, conforme a los acuerdos establecidos entre la EASEP, los SM vendedores y los SM compradores tenedores de opciones de compra de energía derivadas de su adjudicación directa en las subastas de emisiones primarias de energía, o de la transferencia bilateral posterior de dichas opciones.

El OS verificará que los CBEP asociados al ejercicio de opciones de compra de energía primaria son nominados para cada periodo de programación por un valor no superior a la potencia máxima del correspondiente CBEP en dicho periodo. En caso contrario, la nominación de este contrato bilateral será considerada no válida y será rechazada. Tras esta verificación, el OS pondrá a disposición de los SM vendedores y compradores el resultado de las nominaciones válidas de los CBEP, realizadas por la EASEP y correspondientes al ejercicio de las opciones de compra de energía por parte de los sujetos tenedores de dichas opciones.

5.2 Programación diaria del uso de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España e intercambios de información previos al MD relativos a la programación de intercambios en dicha interconexión: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

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

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa automática en la subasta diaria o, en caso de no celebrarse, en el proceso de acoplamiento de mercados en horizonte diario, de los derechos físicos de capacidad correspondientes.

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

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

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la Unidad de Programación de venta de energía para importación (o la Unidad de Programación de compra de energía para exportación) y Unidades de Programación Genéricas o Unidades de Programación físicas.

Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa automática en la correspondiente subasta diaria o, en caso de que dicha subasta no se celebre, en el proceso de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y cuando la subasta explícita diaria no se celebre, los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

Una vez efectuado el proceso anterior, siempre que se celebre la subasta diaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad que serán ofrecidos, en uno y otro sentido de flujo, en la subasta explícita diaria.

Finalmente, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a ejecutar, en su caso, la subasta explícita diaria, comunicando a continuación los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad.

Tras la subasta explícita diaria, siempre que ésta se celebre, el OS pondrá a disposición del OM el valor de capacidad de intercambio asignada a cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario.

5.3 Transferencia del programa de las Unidades de Programación Genéricas en el PDBF: El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las Unidades de Programación Genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

Contratos bilaterales con entrega física entre una Unidad de Programación Genérica y una o más Unidades de Programación física del mismo sujeto titular o de otro sujeto titular con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de Unidades de Oferta Genéricas asociadas a estas Unidades de Programación Genéricas.

Contratos bilaterales con entrega física entre Unidades de Programación Genéricas.

Para realizar la transferencia del programa de energía de las Unidades de Programación Genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre dos unidades de programación genéricas, como entre cada Unidad de Programación Genérica y las correspondientes Unidades de Programación física. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación física podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.4 Publicación de información previa al MD: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del Operador del Mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas interconexiones en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC).

En las fronteras para las cuales existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la información de capacidad puesta a disposición del OM y los plazos de comunicación de esta información serán los que se indiquen en los procedimientos de operación que regulan la resolución de congestiones en dichas fronteras.

Asimismo, el operador del sistema pondrá diariamente a disposición de cada uno de los sujetos del mercado, las posibles actualizaciones de su plan de funcionamiento semanal, publicado de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, que sea necesario considerar en razón de la evolución de las previsiones de la demanda y/o de las entregas de producción de origen renovable, y/o por indisponibilidades sobrevenidas de instalaciones de producción y/o elementos de la red de transporte.

5.5 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): El OS establece el programa diario base de funcionamiento (PDBF) a partir de:

Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.

La información recibida del Operador del Mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.5.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.5.1.1 Contratos de emisiones primarias de energía, en el caso de que éstos se realicen mediante entrega física: Con una antelación no inferior a las 20:30 horas del día D-2, en caso de que el ejercicio de las opciones correspondientes a las subastas de emisiones primarias se realice mediante entrega física de energía:

La EASEP realizará el primer envío a REE de la información necesaria para la nominación de programas de los CBEP para el día D.

Antes de las 8:45 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 8:55 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales con entrega física (CBEP) correspondientes al ejercicio de opciones de compra de energía primaria. La nominación de programas de estos contratos bilaterales de tipo CBEP establecidos entre las unidades de programación genéricas (UPG) de los correspondientes sujetos vendedores y compradores, será realizada, bajo el principio de nominación indirecta, por la EASEP.

Antes de las 8:50 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición de los SM:

La información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos en cada caso.

En caso de detectarse alguna anomalía en relación con la nominación de los CBEP, los sujetos del mercado tendrán de plazo hasta las 9:20 horas del día D-1 para ponerlas de manifiesto a la EASEP.

En caso de anomalías en la nominación, la EASEP podrá enviar al OS nuevas nominaciones de los contratos bilaterales de tipo CBEP. La hora límite para la recepción en el OS de nominaciones de los contratos bilaterales CBEP son las 9:30 horas del día D-1.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física tipo CBEP que se hayan recibido de la EASEP una vez realizada la validación correspondiente.

5.5.1.2 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I:

El OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre Unidades de Programación Físicas o Genéricas y la Unidad de Programación de compra o venta internacional de su titularidad autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

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

Contratos bilaterales internacionales con entrega física comunicados con anterioridad al mercado diario en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria en la interconexión Francia-España. El SM podrá comunicar estos contratos bilaterales internacionales mediante la utilización de unidades de programación físicas (UP) o de Unidades de Programación Genéricas de tipo UPG.

Las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas en la interconexión Portugal-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos, una vez que estas subastas hayan entrado en funcionamiento.

Estas notificaciones serán realizadas exclusivamente al Operador del Sistema eléctrico español. Para ello, los sujetos comunicarán al Operador del Sistema eléctrico español la ejecución de contratos bilaterales entre una Unidad de Programación Genérica localizada en el sistema eléctrico español y una Unidad de Programación Genérica localizada en el sistema eléctrico portugués. El Operador del Sistema eléctrico español pondrá esta información a disposición del Operador del Sistema eléctrico portugués.

5.5.1.3 Contratos nacionales: Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de Unidades de Programación.

5.5.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS portugués, en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM la siguiente información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física:

Contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas coordinadas entre ambos OS, una vez que estas subastas hayan entrado en funcionamiento.

Asimismo, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física nominados ante el OS con anterioridad al mercado diario.

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

5.5.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a los sistemas eléctricos portugués y español para cada periodo de programación.

Una vez se haya implantado el acoplamiento completo de los mercados diarios, el OS recibirá también del OM la información referente al resultado en el mercado diario del programa de intercambio a través de la interconexión Francia-España y el precio marginal del mercado diario correspondiente al sistema eléctrico francés, para cada periodo de programación.

5.5.4 Recepción de nominaciones tras el MD: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá:

Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:

Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.

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

Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):

Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

Nominaciones de programas asociados a las restricciones por garantía de suministro:

Nominaciones de los programas de producción por unidad de programación de las centrales térmicas incluidas en el plan de funcionamiento actualizado por solución de restricciones por garantía de suministro que tienen asociadas dos o más unidades de programación.

5.5.5 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas por UGH: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el

anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario:

Los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.

Los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por unidad de gestión hidráulica (UGH) que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada UGH durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

5.5.6 Elaboración y publicación del programa PDBF: El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los sujetos del mercado y la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.

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

1. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.

2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

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

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

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

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

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

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

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurrida 1 hora tras la publicación de la información correspondiente a

los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los sujetos del mercado, y del OM, el programa diario base de funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del programa diario base de funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

5.6 Recepción de información tras el PBF: Antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del PDBF, los SM deberán comunicar al OS el programa de venta de energía establecido en el PDBF necesario para el consumo de gas siderúrgico de aquellas unidades de programación de régimen ordinario, no incluidas en el anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, y que utilicen como parte del combustible para la generación gas siderúrgico.

5.7 Programa diario viable provisional (PDVP): Una vez publicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas. Este periodo de recepción de ofertas se mantendrá abierto durante 30 minutos.

Teniendo en cuenta las limitaciones de programa que puedan ser requeridas por razones de seguridad del sistema eléctrico, el OS procederá, en primer lugar, a realizar las modificaciones de programa necesarias para incluir, la generación térmica con las unidades de programación correspondientes a las centrales de carbón autóctono de acuerdo con el plan de funcionamiento semanal por restricciones por garantía de suministro, en su caso actualizado.

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

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

Tras la resolución de las restricciones por garantía de suministro y la posterior resolución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a aplicar una reducción de los valores programados para compensar aquella energía incorporada para la resolución de las restricciones por garantía de suministro que no haya sido ya directamente compensada por las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del PDBF respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad, mediante el mecanismo establecido en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Finalmente, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 2 horas tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDVP, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDVP, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

5.8 Subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

5.8.1 Primera Subasta Intradiaria de Capacidad: Cuando se haya celebrado la subasta explícita diaria de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta explícita diaria aplicada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, cuando se celebre la subasta diaria, o a partir del resultado del programa de intercambio en el mercado diario en la interconexión Francia-España, tras la eliminación de la subasta explícita diaria, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, cuando se celebre la subasta diaria, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte diario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS

aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio. Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la primera subasta explícita intradiaria.

Una vez realizada la subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las sesiones primera a quinta, inclusive, del mercado intradiario.

5.8.2 Segunda Subasta Intradiaria de Capacidad: Una vez publicado el PHF correspondiente a la quinta sesión del Mercado Intradiario de producción español, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados en los plazos establecidos por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la primera subasta explícita intradiaria realizada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte intradiario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la segunda subasta explícita intradiaria.

Una vez realizada esta segunda subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación como resultado de esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada a cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas para las cuatro primeras horas de la primera sesión y en la sexta sesión del mercado intradiario.

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

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.10 Asignación de reserva de regulación secundaria: Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a la hora establecida a estos efectos en el anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

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

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

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un periodo máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

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

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas del día D-1.

5.12 Ofertas de regulación terciaria: Antes de las 23:00 horas del día D-1, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad.

6. Mercado Intradía (MI)

En el horario establecido en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio asignada para cada sujeto en cada sentido de flujo, establecida tras la subasta explícita intradía de capacidad en la interconexión Francia-España aplicable a dicha sesión del MI, al objeto de que dicha información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas a dicha sesión del MI.

Las unidades de programación afectas a contratos bilaterales con entrega física podrán efectuar ajustes de programa mediante la presentación de ofertas de venta y de adquisición de energía en las diferentes sesiones del MI.

De acuerdo con los horarios establecidos en el Anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español con los programas de energía contratados en el mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones del mercado intradiario correspondiente a los sistemas eléctricos portugués y español para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas, para las unidades de oferta localizadas al sistema eléctrico peninsular español, de cada una de las sesiones del MI, el OS recibirá de los sujetos titulares, la misma información facilitada por éstos para la elaboración del PDBF:

Nominaciones de programas por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

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

A. La unidad de oferta vende energía en el MI:

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

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

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

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

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

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

Desagregaciones de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

El OS, teniendo en cuenta toda la información anteriormente mencionada, realizará un análisis de seguridad para identificar las posibles restricciones técnicas y, en su caso, las resolverá seleccionando la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español que den lugar a dichas restricciones técnicas, así como la retirada de aquellas otras ofertas de unidades

localizadas en el sistema eléctrico peninsular español adicionales necesarias para el posterior reequilibrio del programa resultante de dicha sesión del MI.

El programa PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español se establecerá por el OS a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario, una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior. El programa PHF mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado intradiario.

El OS procederá a publicar el programa horario final (PHF), con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al inicio del horizonte de aplicación de la correspondiente sesión del MI, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

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

7. Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio por sujeto que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión del MI, el OS intercambiará con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos la información de las nominaciones de programas de energía de los SM, al objeto de establecer de forma conjunta los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos.

8. Gestión de desvíos

Los desvíos entre generación y consumo sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o en la previsión de la producción de régimen especial no gestionable y/o por diferencias importantes entre la demanda prevista y la contemplada en los programas resultantes del mercado podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo.

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

9. Programación en tiempo real

9.1 Programas horarios operativos (P48): Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real: En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

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

9.3 Modificaciones de los P48: La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en las sesiones del MI, o por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- b) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda y/o la producción de origen eólico hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica programadas resultantes de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente del sujeto titular de una unidad de producción, o de una unidad de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- f) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un sujeto del mercado.

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

10. Programa cierre (P48CIERRE)

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los sujetos titulares de unidades de programación el programa cierre (P48CIERRE) correspondiente a los programas finales de producción y consumo resultantes de los diferentes mercados y de la participación en los servicios de ajuste del sistema.

11. Información al OM y a los sujetos del mercado

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los

medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de Unidad de Programación: La Unidad de Programación es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este Procedimiento de Operación.

Las Unidades de Programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará Unidad Física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el Anexo II de este procedimiento. Permiten también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el anexo II de este procedimiento se define la Unidad de Programación Genérica (UPG) para:

La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

La notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

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

La Unidad de Programación (UP) y, en su caso, la Unidad de Programación Genérica (UPG) es también la unidad elemental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del Operador del Sistema.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el Operador del Sistema una vez aceptadas como Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica del sistema eléctrico español.

Una misma Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica podrá tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación (transacción gestionada en el mercado organizado y una o más transacciones afectas a contratos bilaterales con entrega física).

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la Unidad de Programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de unidades de producción de régimen especial, las Unidades de Programación estarán constituidas por una o más Unidades Físicas. Estas Unidades Físicas estarán compuestas a su vez por un conjunto de unidades de generación de régimen especial que comparten el mismo código RAIPRE (Código del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial) y también el régimen económico de venta de energía. Cada una de estas unidades de generación estará identificada por su código CIL (Código de la Instalación a efectos de la Liquidación). El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de Energía la relación existente entre Unidades Físicas, unidades de generación y códigos CIL.

12.2 Titular de la Unidad de Programación: El titular de la Unidad de Programación (y/o Unidad de Programación Genérica) será el Sujeto del mercado responsable de dicha Unidad de Programación (y/o Unidad de Programación Genérica) en el mercado de producción español.

En el caso de Unidades de Programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la Unidad de Programación será el propietario de la instalación, entendiendo como tal a aquel sujeto que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las Unidades de Programación agregadoras, que se definen en el anexo II, correspondientes a Sujetos Representantes, Comercializadores de Último Recurso o Comercializadores, el titular de la misma será el propio Sujeto Representante, Comercializador de Último Recurso o Comercializador.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o exportación de energía realizados a través de interconexiones internacionales, el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), los titulares de la Unidades de Programación Genéricas serán, respectivamente, el SM vendedor y el SM tenedor de opciones de compra de energía.

En el caso de Unidades de Programación Genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

Corresponderá al Sujeto Titular:

- a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.
- b) En su caso, la comunicación al OS de la designación de un Sujeto Representante (RST) para la gestión diaria de dicha Unidad de Programación.
- c) Comunicar al OS los programas horarios de energía de dicha Unidad de Programación, comunicando, además, en su caso, las Unidades de Programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.
- d) Facilitar al OS los programas desagregados por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha Unidad de Programación.
- e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

12.3 Representante de la Unidad de Programación: El Representante de una Unidad de Programación será un sujeto designado por el sujeto titular de la Unidad de Programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio o en nombre ajeno, en el Mercado de Producción Español utilizando para ello las mismas Unidades de Programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el anexo II.

La designación del Sujeto Representante de la Unidad de Programación se efectuará mediante la presentación por el Sujeto Titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el sujeto representante el que deja de representar al sujeto titular y c) a e), ambos inclusive.

En aquellos casos en los que un Comercializador integre en el mercado producción nacional de régimen ordinario, dicho Comercializador actuará a todos los efectos como representante del Sujeto titular de dichas Unidades de Programación.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información

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

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

1. Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información

Concepto	Hora
Notificación del OS a los SM de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia-España y, en su caso, en la interconexión Portugal-España (Día D-2 o anterior).	D-2. ≤ 16:00 horas
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	≤ 7:45 horas
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 08:15 horas
En su caso, la EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP con entrega física formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador.	≤ 8:45 horas
En su caso, el OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP.	≤ 08:50 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales: Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. Contratos bilaterales internacionales con entrega física en uso de los derechos físicos de capacidad diaria en la interconexión Francia-España que hayan comunicado dicho contrato con anterioridad al mercado diario, en caso de que se celebre la subasta diaria de capacidad. En su caso, las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados en las subastas explícitas en la interconexión Portugal-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos. Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	≤ 10:15 horas
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas
En su caso, el OS portugués en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas. El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario (ATC) en la interconexión Portugal-España.	≤ 10:30 horas
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD, y en su caso, de la capacidad asignada en subasta diaria en las interconexiones con procedimiento coordinado de asignación de capacidad. Los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario (ATC) en la interconexión Francia-España, cuando no se celebre la subasta explícita diaria en dicha interconexión.	≤ 10:30 horas
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas

Concepto	Hora
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación: Nominaciones de contratos bilaterales después del MD. Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta. Nominaciones de los programas de producción por UP de las centrales térmicas incluidas en el plan de funcionamiento actualizado por solución de restricciones por garantía de suministro que tienen asociadas dos o más UP. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a: Desagregaciones de UP en UF. Potencia hidráulica máxima de UGH.	≤ 13:00 horas. (en todo caso, hasta 30 min. tras la publicación del PDBC)
Publicación PDBF.	≤ 14:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDBF)
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.	Hasta 30 min tras publicación PDBF
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones, fuera del ámbito del MIBEL, sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 16:00 horas
Publicación PDVP.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 120 min tras publicación PDBF)
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas
Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir.	Tras publicación del PDVP
Presentación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir.	≤ 16:20 horas (en todo caso, hasta transcurridos 30 min, tras la publicación de los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, cuando la publicación sea posterior a las 15:50 horas)
Asignación de reserva de potencia adicional a subir.	≤ 17:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDVP)
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 17:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la publicación del PDVP, o en su caso, hasta 30 minutos tras la publicación de los resultados de la asignación de reserva de potencia adicional a subir)
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 17:45 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP y PHF), manteniendo informados en todo momento a los SM de

estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del Procedimiento de Operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado, del eSIOS.

2. Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones del mercado intradiario

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^a	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa	20:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones. Recuadre tras restricciones	20:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(22-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

3. Horarios del sistema coordinado de subastas explícitas de capacidad diarias e intradiarias en la interconexión Francia-España

	Subasta diaria (D-1)	1. ^a subasta intradiaria (D-1)	2. ^a subasta intradiaria (D)
Límite para la nominación a los OS de la capacidad previamente adquirida	7:45	15:00	10:25
Intercambio de nominaciones entre OS	7:55-8:05	15:35-15:40	10:35-10:40
Publicación de la especificación de la subasta	8:35	16:05	11:05
Apertura periodo recepción ofertas	8:45	16:15	11:15
Cierre periodo recepción ofertas	9:15	16:45	11:45
Comunicación resultados de la Subasta a los SM	9:30	17:00	12:00
Comunicación a los SM y al OM de las capacidades asignadas	9:30	17:15	12:15

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Unidades de programación para la adquisición de energía

Son las correspondientes a comercializadores de último recurso, consumidores directos en mercado, consumo de bombeo, comercializadores, representantes en nombre propio, consumo de productores y exportación de energía a sistemas externos.

a) Unidad de Programación para la adquisición de energía por comercializadores de último recurso: Cada Sujeto Comercializador de último recurso con suministro a tarifa o de último recurso será titular de una única Unidad de Programación para el suministro de sus clientes para el suministro de último recurso.

b) Unidad de Programación para la adquisición directa de energía por consumidores directos en mercado: Cada Sujeto Consumidor Directo en Mercado será titular de una Unidad de Programación para el conjunto de sus suministros no exentos dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que es Sujeto de Liquidación y de otra unidad de programación para sus consumos con exención del Impuesto de Electricidad.

c) Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo: Cada Sujeto Productor propietario de una instalación de bombeo será titular de una única Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de

bombeo del conjunto de grupos acoplados en un mismo nudo de la Red de Transporte o Distribución.

Esta Unidad de Programación para consumo de bombeo de dicho conjunto de grupos, será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación de la producción correspondiente al proceso de turbinación de ese mismo conjunto de grupos de bombeo.

d) Unidad de Programación para la adquisición de energía para suministro a consumidores nacionales por comercializadores o representantes en nombre propio y por cuenta ajena: Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de una Unidad de Programación para el suministro a todos sus clientes consumidores directos no exentos dentro del sistema eléctrico peninsular español y de otra unidad de programación para sus consumos con exención del Impuesto de Electricidad.

En el caso de que un consumidor directo en mercado con representación en nombre y por cuenta ajena ante el operador del mercado opte por ser representado, el correspondiente representante podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

e) Unidad de Programación para la adquisición de energía por productores (consumos auxiliares): Cada Sujeto Productor podrá ser titular de una Unidad de Programación para la adquisición de energía para el suministro de todos aquellos servicios auxiliares de sus instalaciones que no sean alimentados desde sus propias unidades de producción, entendiéndose por servicios auxiliares los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central (carga, arranque, parada y emergencia), incluyendo los suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central, las instalaciones de control, las telecomunicaciones, las instalaciones mecánicas y la fuerza y alumbrado.

f) Unidad de Programación para la adquisición de energía para la exportación desde el sistema eléctrico ibérico a sistemas externos: Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico ibérico a sistemas externos será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de exportación de energía a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización, ó bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de exportación a través de dicha interconexión.

g) Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado con intención de su exportación al sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad: Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía a Francia será titular también de una Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su exportación al sistema eléctrico francés.

h) Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear: Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

2. Unidades de programación para la venta de energía

Son las correspondientes a instalaciones de producción nacional, pertenecientes al régimen ordinario y régimen especial, importaciones y ventas en el mercado diario de excesos de compras a plazo de comercializadores de último recurso.

a) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de centrales térmicas de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación por cada central térmica, entendiéndose bajo el término de central térmica una instalación

de producción de energía eléctrica que puede funcionar de forma separada del resto de instalaciones de producción con las que puede compartir el mismo nudo de conexión a la Red de Transporte o a la Red de Distribución.

Una Unidad de Programación Térmica estará así compuesta normalmente de una sola unidad física, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de turbinas los componen.

El titular de estas Unidades de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de la central, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, este comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

b) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de unidades de gestión hidráulica de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación que se denominará Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) por cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, este comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

c) Unidad de Programación para la venta de producción de centrales reversibles de bombeo de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación por cada conjunto de grupos asociados a una central reversible de bombeo que evacue en un determinado nudo de la Red de Transporte o de Distribución y sea propiedad del mismo Sujeto Productor o conjunto de sujetos productores.

Esta Unidad de Programación de venta de energía será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, el comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario de forma que su actuación será similar a la de un Sujeto Representante.

d) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de mercado integrada en el mercado de producción a través del Sujeto Productor: Se constituirá una Unidad de Programación de producción de régimen especial en mercado por cada Sujeto Productor y tipo conforme a la clasificación operativa establecida por el Operador del Sistema y publicada en la web de sujetos del mercado del eSIOS. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular, al menos, de tantas unidades de programación de régimen especial como tipos de producción compongan su parque de generación de modo que cada Unidad de Programación integre en el mercado la producción de un único tipo.

La generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo y sujeto productor se asignará a dos Unidades de Programación; una que agrupará a aquella generación habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a aquella otra generación no habilitada para la prestación de estos servicios potestativos.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación.

e) Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial en régimen económico de mercado integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio: Cada Sujeto Comercializador o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena será titular, al menos, de tantas unidades de programación de régimen especial en régimen económico de mercado como tipos, conforme a la clasificación operativa establecida por el OS, compongan el parque de generación con el que haya establecido contratos de comercialización o bien de representación en nombre propio por cuenta ajena, de modo que cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integre en el mercado la producción correspondiente a un único tipo.

La generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo se asignará a, dos Unidades de Programación; una que agrupará a aquella generación habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a aquella otra generación no habilitada para la prestación de estos servicios.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación, que será integrada en el sistema por su Sujeto Representante o Comercializador.

Cada Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial bajo régimen económico de tarifa integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Productor, Representante en nombre propio o Comercializador: Cada Sujeto Propietario o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de, como máximo, tres Unidades de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de tarifa por cada uno de los tipos, de unidades de programación establecidas y publicadas por el Operador del Sistema en la web de sujetos del mercado del eSIOS, que compongan el parque de generación de régimen especial a tarifa que integre en el mercado. La primera de ellas integrará la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW de un mismo tipo que estén exentas del pago del coste de desvíos, la segunda integrará la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW de un mismo tipo que no estén exentas del pago del coste de desvíos y la tercera integrará la producción de unidades de generación de potencia igual o superior a 10 MW. De esta forma cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integrará en el mercado la producción correspondiente a la producción de un mismo tipo, rango de potencia y de una misma forma de liquidación de los desvíos.

Previa petición justificada del Sujeto Propietario o Representante, autorizada por el OS, o bien por iniciativa directa del OS, las Unidades de Programación que integran la producción de las unidades de generación de potencia igual o superior a 10 MW podrán integrar la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW no exentas del pago del coste de desvíos.

Como caso excepcional respecto a lo recogido en el apartado 12.1 en relación con la composición de las Unidades de Programación de régimen especial, las Unidades de Programación que integran la producción de unidades de generación de potencia inferior

a 10 MW no exentas del pago del coste de desvíos y las Unidades de Programación que integran la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW exentas del pago de desvíos estarán integradas, cada una de ellas, por una única Unidad Física agregadora cuya potencia total corresponderá a la suma de las potencias de las unidades de generación que componen la mencionada Unidad Física.

Cada Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

f) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial correspondiente a instalaciones a las que no les es de aplicación ninguna de las opciones establecidas en el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007 a través de Sujeto Productor o Representante en nombre propio.

De acuerdo con la normativa vigente, el régimen económico de precio de mercado es aplicable a las instalaciones durante su funcionamiento en pruebas (artículo 14.2 del Real Decreto 661/2007), a las instalaciones que han sido inscritas de forma definitiva en el Registro Administrativo de Producción en Régimen Especial con posterioridad a la fecha de finalización establecida para su tecnología (artículo 22.2 del Real Decreto 661/2007) y a otras instalaciones en los términos que puedan ser establecidos por la regulación.

Se constituirán dos Unidades de Programación de producción de régimen especial bajo el régimen económico de precio de mercado por cada Sujeto Productor y tipo conforme a la clasificación operativa establecida por el Operador del Sistema y publicada en la web de sujetos del mercado del eSIOS. La primera de ellas integrará a aquella generación de un mismo tipo que se encuentre en pruebas y la segunda, integrará al resto de generación de un mismo tipo.

De esta forma, cada Sujeto Productor será titular de tantas Unidades de Programación de régimen especial, a las que no les es de aplicación ninguna de las opciones establecidas en el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, como tipos de producción compongan su parque de generación y situación de pruebas.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

g) Unidad de Programación de venta de energía para la importación desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico: Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía, o bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de importación a través de dicha interconexión.

h) Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad:

Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde Francia será titular también de una Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés.

Cabe destacar que las instalaciones que tengan suspendido temporalmente el régimen económico que les aplica, bien por causa de los incumplimientos a los que se refiere la normativa en los artículos 18, 23.6 y 50 del Real Decreto 661/2007 (incumplimiento de la obligación de adscripción a centros de control, incumplimiento del registro documental o fraude en los porcentajes de hibridación y por incumplimiento en el rendimiento eléctrico equivalente), o bien por aplicación de la petición voluntaria de suspensión establecida en el artículo 49 del Real Decreto 661/2007, permanecerán bajo la Unidad de Programación correspondiente a la opción de venta que hubieran elegido previamente.

3. Unidades de programación genéricas

Unidades de Programación Genéricas (UPG): Unidades de programación genéricas utilizadas para:

La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

La notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

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

ANEXO III

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico continental portugués

Las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico portugués se establecerán atendiendo a los criterios establecidos por el Operador del Sistema eléctrico portugués.

ANEXO IV

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el operador del sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los sujetos del mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de último recurso) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el Anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de SM.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociados únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociados únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación/exportación de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, tendrán asociadas como contraparte de las unidades de programación de importación/exportación, unidades de programación genéricas.

La nominación de estos contratos declarados ante el Operador del Sistema deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.