MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

16938 *RESOLUCIÓN de 30 de junio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueban las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y el Contrato de Adhesión a dichas Reglas.*

Vista la propuesta realizada por el operador del mercado para la aprobación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y la presentación del Contrato de Adhesión, de acuerdo con el artículo 27 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Tanto las reglas como el contrato presentados se consideran adecuados para la mejor ejecución del mencionado Real Decreto y de la Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del mismo.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.—Se aprueban las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica que figuran como anexo I de la presente Resolución.

Segundo.—Se aprueba el Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica que figuran como anexo II de la presente Resolución.

Tercero.—Dichos reglas y contrato mantendrán su vigencia hasta que se realice la última liquidación del mercado del correspondiente ejercicio de 1998, sin perjuicio de que anteriormente puedan ser modificadas si las circunstancias lo aconsejan.

Cuarto.—La presente Resolución pone fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Madrid, 30 de junio de 1998.—El Secretario de Estado, Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena.

Ilmo. Sr. Director general de la Energía y Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del «Mercado Español de Electricidad, Sociedad Anónima».

ANEXO I

REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PREÁMBULO

I. En virtud de los artículos 32 y 33 de la Ley del Sector Eléctrico el operador del mercado asume, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica y, en particular, la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica.

II. El artículo 19.3 de la Ley del Sector Eléctrico, establece que los titulares de unidades de producción, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados deben adherirse a las condiciones que conjuntamente establezcan el operador del mercado y el operador del sistema para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía, que serán públicas, transparentes y objetivas.

III. El Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que para adquirir la condición de agentes del mercado de producción de energía eléctrica, los productores y autoproductores de energía eléctrica, los agentes externos que realicen la incorporación a las redes de transporte y distribución nacionales de energía procedente de otros sistemas exteriores, los distribuidores, comercializadores y los consumidores cualificados, deberán haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica establecidas por el operador del mercado, en el correspondiente Contrato de Adhesión.

IV. Para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica contemplada en el apartado I anterior es preciso establecer las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado. Estas Reglas cumplen con el mandato de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, y a ellas se adhieren expresamente los compradores y vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión.

V. El mercado de producción se estructura en el mercado diario de producción, mercado intradiario, mercado de servicios complementarios y contratos bilaterales físicos de acuerdo con el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997. Los agentes del mercado actúan como compradores y vendedores en el mercado diario y en el intradiario. Además, pueden suscribir contratos bilaterales físicos, cuya ejecución comunicarán al operador del mercado tras realizarse la casación del mercado diario. Finalmente, también pueden ser oferentes en el mercado de servicios complementarios cuando se trate de servicios potestativos y en las condiciones que se establecen en los Procedimientos de Operación del Sistema y, a efectos de liquidación, en estas Reglas.

CAPITULO PRIMERO

REGLAS GENERALES

REGLA 1ª- ALCANCE DE LAS REGLAS DEL MERCADO Y OBJETO DEL CONTRATO DE ADHESIÓN

De conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, las Reglas de Funcionamiento del Mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica, y específicamente para el mercado diario e intradiario su gestión económica y la participación en el mismo de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y los consumidores cualificados, y, en particular, sobre:

a) La definición, desarrollo y funcionamiento de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia en las transacciones que se realicen en el mercado de producción de energía eléctrica y que incluyen:

- la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica;
- el procedimiento de casación, en el mercado diario e intradiario, de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica;
- la determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema de los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiario;
- la determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema del programa diario base de funcionamiento derivado de la casación en el mercado diario, de los contratos bilaterales físicos comunicados por los agentes, y los excedentes de producción de los autoproductores.
- la determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema del programa horario final derivado de cada sesión del mercado intradiario.

- la determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema del precio marginal de la energía eléctrica, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario;
- la determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema de los precios finales de la energía eléctrica;
- la liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud del precio final de la energía eléctrica;
- el procedimiento de cálculo y aceptación de garantías que deben prestar quienes realicen adquisiciones en el mercado de producción de energía eléctrica.

b) Las condiciones de adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica.

c) La determinación de las garantías que deben prestar los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica.

d) El procedimiento de revisión de las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

REGLA 2ª- CONDICIONES DE ADHESIÓN A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

2.1. La participación de los vendedores y compradores en el mercado de producción de energía eléctrica exige su adhesión a las presentes Reglas de Funcionamiento y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en las mismas y, en particular en la presente Regla.

2.2. Los compradores y vendedores que deseen actuar en el mercado de producción de energía eléctrica deberán solicitarlo ante la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. suscribiendo por duplicado y entregando en el domicilio social de dicha Compañía Operadora la solicitud de adhesión al mercado y a las Reglas de Funcionamiento del mismo. La Compañía Operadora dispondrá de modelo de solicitud de adhesión de utilización voluntaria por los interesados.

2.3. A la solicitud de adhesión deberán acompañarse los siguientes documentos:

- Documento acreditativo, con la necesarias fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y, en su día, del firmante del Contrato de Adhesión.
- Número de Identificación Fiscal de la entidad presentadora de la solicitud.
- Cualquier otra documentación exigible conforme a las leyes y reglamentos aplicables, especialmente la relativa a las autorizaciones administrativas e inscripciones en los registros que sean necesarias.

2.4. Presentada la solicitud de adhesión, el operador del mercado comprobará que el solicitante dispone de los medios técnicos necesarios para realizar las actividades que le correspondan por su participación en el mercado y que cumplen las condiciones de presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica a las que se refieren las presentes Reglas de Funcionamiento. En particular, es condición necesaria para la suscripción del Contrato de Adhesión que el solicitante esté conectado por medio de la red de comunicaciones al sistema informático del operador del mercado y disponga de los medios homologados a que se refieren estas Reglas para realizar las comunicaciones electrónicas que exija su participación en el mercado de producción de energía eléctrica. El operador del mercado podrá establecer, a los efectos de lo establecido en esta Regla, un sistema de pruebas que deberá superar el solicitante.

2.5. Realizadas las actuaciones y comprobaciones establecidas en los apartados anteriores, el solicitante suscribirá el Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, con el contenido, ambos documentos, que haya aprobado el Ministerio de Industria y Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

2.6. Suscrito el Contrato de Adhesión, el agente del mercado deberá prestar ante el operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como adquirente en el mercado, en los términos establecidos en el Contrato de Adhesión y en estas Reglas. La falta de presentación de esta garantía impedirá al interesado intervenir en el mercado. Si dicha falta de presentación superara el plazo de quince días hábiles a contar desde el siguiente al de la suscripción del Contrato de Adhesión, este será nulo y la adhesión quedará sin efecto. El régimen de la garantía será el establecido en estas Reglas.

CAPITULO SEGUNDO

MERCADO DIARIO

REGLA 3ª- CONCEPTO Y OBJETO

El mercado diario como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica

para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Estas ofertas se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario de programación, correspondiente al día siguiente al de la sesión, y comprensivo de veinticuatro periodos horarios de programación consecutivos (veintitrés o veinticinco periodos en los días en que se produzca cambio de hora).

El mercado diario se estructurará en una sola sesión para cada horizonte diario de programación.

REGLA 4ª- OFERTAS ECONÓMICAS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1 SUJETOS

4.1.1 VENDEDORES EN EL MERCADO DIARIO

Los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión. Es condición necesaria para que los vendedores citados puedan presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario que las instalaciones de producción de energía eléctrica de las que sean titulares estén debidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, sin perjuicio de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, son vendedores en el mercado diario:

a) Los titulares de aquellas unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en la Disposición transitoria octava de la Ley del Sector eléctrico;

b) Los titulares de aquellas unidades de producción que a la entrada en vigor de la Ley del Sector eléctrico estén sometidos al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio público;

c) Los titulares de unidades de producción que no estén sometidos al régimen previsto en el citado Real Decreto 1538/1987 y cuya potencia instalada sea igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW;

d) Los autoproductores a que se refiere el artículo 25.3 de la Ley del Sector eléctrico, una vez abastecidas sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales, cuando su participación sea mayoritaria, por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran;

e) Los Agentes externos cuya participación como productores en el mercado de producción de energía autorice el Ministerio de Industria y Energía, figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente y se adhieran a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Los vendedores de energía eléctrica en el mercado diario presentarán al operador del mercado ofertas económicas de venta de energía eléctrica por cada una de las unidades de producción de que sean titulares y para los periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación en el mercado diario.

Los titulares de las Unidades de producción a que se refieren las letras a) y b) de este apartado estarán obligados a presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por cada una de dichas unidades de producción de que sean titulares para todos y cada uno de los periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley del Sector eléctrico y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Los titulares de unidades de producción a que se refiere la letra c) de este apartado podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado para aquellos periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación que estimen oportunos.

Los autoproductores a que se refiere la letra d) de este apartado vendrán obligados a presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por la energía eléctrica excedentaria que tuvieren, para las unidades de producción de su titularidad, cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico, y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que, por sus características, queden excluidos del sistema de ofertas.

En los demás supuestos, estos autoproductores podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica por la energía eléctrica excedentaria que tuvieren para aquellos periodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación que consideren oportunos.

UNIDADES DE PRODUCCION

A los efectos de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado son unidades de producción las instalaciones de producción debidamente autorizadas y cuyo titular las ha inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refieren los artículos 21 y 31 de la Ley del Sector eléctrico en los términos que se establecen en el artículo 4a) y en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. A los efectos de la presentación de ofertas de venta de energía eléctrica se entiende por unidad de producción cada grupo térmico turbogenerador, cada central de bombeo puro, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas y cada unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, en los términos que determina la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

4.1.3 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de venta se presentarán al operador del mercado.

4.2 CLASES

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o complejas en razón de su contenido.

4.3 OBJETO Y CONTENIDO DE LAS OFERTAS

4.3.1 OFERTAS SIMPLES

A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado son ofertas simples las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten para cada periodo horario de programación y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo horario de programación dentro de un mismo horizonte diario de programación hasta un máximo de 25 tramos de capacidad de producción para una misma unidad de producción, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

4.3.2 OFERTAS COMPLEJAS

A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía eléctrica que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones que se relacionan a continuación. Estas condiciones las incorporará el operador del mercado en la casación en los términos establecidos en la Regla 6ª. Son condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas, las siguientes:

4.3.2.1 Condición de indivisibilidad

La condición de indivisibilidad es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de la oferta económica de venta de energía eléctrica genera en favor del titular de la unidad de producción el derecho a que, si el tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea, por toda la energía eléctrica ofertada y nunca por una fracción de la misma, salvo en lo establecido en la Regla 8, o por la aplicación de la condición de gradiente de carga.

Los vendedores sólo pueden incorporar a la oferta económica de venta de energía eléctrica por cada Unidad de producción la condición de indivisibilidad para el tramo de menor precio de oferta de los 25 tramos de capacidad de producción posibles en cada período horario de programación.

Las unidades de gestión hidráulica no podrán incorporar esta condición salvo que se trate de centrales de régimen fluyente.

4.3.2.2 Condición de ingresos mínimos

Los vendedores pueden incluir como condición en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que presenten por cada unidad de producción que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en pesetas o euros, sin decimales y, como una cantidad variable

expresada en pesetas o euros por kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales cuando se trate de pesetas y cinco decimales cuando se trate de euros.

En el caso de que se presenten ofertas, para cada unidad de producción, con más de doce tramos a precio cero, no se podrá incluir en la oferta la condición de ingresos mínimos.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100% al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.

4.3.2.3 Condición de parada programada

Es la condición que los vendedores pueden incluir en la oferta económica de venta de energía eléctrica que presenten por cada unidad de producción, para el caso de que estas ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos, de modo que puedan ser consideradas como ofertas simples durante los tres primeros períodos horarios de programación del horizonte diario de programación. La energía eléctrica ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los referidos tres períodos horarios de programación, y no será de aplicación a las ofertas económicas de venta de energía eléctrica en estos tres períodos horarios de programación la condición de variación de capacidad de producción.

En todo caso, las ofertas rechazadas por la condición de ingresos mínimos que tienen la condición de parada programada son también no divisibles, salvo en lo establecido en las reglas de reparto, sin que pueda existir ningún otro tramo de producción no divisible en el mismo periodo de programación.

4.3.2.4 Condición de Variación de Capacidad de producción o Gradiente de Carga

Los vendedores podrán incorporar esta condición a las ofertas económicas de venta de energía eléctrica. La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de producción una diferencia máxima de variación de capacidad de producción al alza o a la baja de la misma, entre dos períodos horarios de programación consecutivos, pudiendo incluirse también la que corresponde al arranque y parada de dicha unidad de producción. Esta condición se expresará en MW/minuto, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima de producción de dicha unidad de producción. Esta condición habrá de respetar en todo caso la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de producción en el período horario de programación para el que el vendedor haya presentado la oferta económica de venta de energía eléctrica.

4.4 LUGAR Y TIEMPO DE PRESENTACION DE LAS OFERTAS DE VENTA

Las ofertas de venta deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del período de aceptación de ofertas, por el medio electrónico que este habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles para la recepción de ofertas desde la entrada en vigor de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado serán alguno o algunos de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a Través de Líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a Través de Líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

Los vendedores realizarán la comunicación de sus ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente estime necesarios para el envío de las ofertas de venta.

La hora de recepción de las informaciones que deban remitir los vendedores al operador del mercado será la que indique el sistema informático de operador del mercado en el momento de la recepción.

El operador del mercado informará a los vendedores del resultado de las verificaciones de sus ofertas y del resultado del proceso de casación mediante la puesta a disposición de los mismos de los resultados en los servidores de información de su Sistema Informático. A dicha información se podrá acceder en la forma indicada anteriormente.

El operador del mercado empleará el correo electrónico (E-mail), o cualquier otro medio compatible con su sistema informático, que deje constancia del contenido de la comunicación y de su envío, para comunicar a los vendedores la apertura del periodo de recepción de ofertas para la primera iteración. A este efecto los vendedores notificarán al operador del mercado, la dirección o direcciones de correo electrónico, a las que se deberán enviar estas comunicaciones.

4.5 FORMATO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE VENTA

Los vendedores habrán de incluir, en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que presenten al operador del mercado por cada unidad de producción y para periodo de programación, las siguientes informaciones:

a) Código de la unidad de producción.

b) Descripción de la oferta.

c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de venta.

d) Fecha del horizonte diario de programación. Es aquella para la que se presenta la oferta.

e) Oferta por defecto. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la oferta es por defecto y el agente la mantiene vigente para todos los horizontes diarios de programación, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario de programación no se utiliza.

NO, indica que la oferta no es por defecto y que sólo es válida para la fecha del horizonte diario de programación indicada.

f) Sustitución en caso de error. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la última oferta válida debe ser sustituida por la oferta enviada, aunque presentase errores en su validación, quedando la unidad de producción sin oferta para la fecha de vigencia, hasta tanto no se envíen nuevos datos, excepto en el caso de que no sea valida por estar cerrada la sesión correspondiente, o por no tener el agente la habilitación correspondiente para ofertar por esa unidad de producción.

NO, indica que la última oferta válida, o en caso de que ésta no exista, la de defecto si existiese para esta unidad de producción, no puede ser sustituida en caso de que la oferta enviada presente errores en su validación.

g) Indicador de si la oferta se expresa en pesetas o en euros.

h) Condición de ingreso mínimo para la unidad de producción, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

- Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o euros, sin que puedan incluirse decimales.

- Término variable (TV), que permanecerá invariable para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o euros por kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales cuando se trate de pesetas y cinco decimales cuando se trate de euros.

i) El gradiente máximo de variación de carga de la unidad de producción al alza y a la baja (gradientes máximos de subida y bajada, y de arranque y parada) expresados en MW/minuto con un máximo de una cifra decimal. En el caso de ser igual a "cero" significa que la oferta no incorpora esta condición.

j) Por cada uno de los hasta veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de venta de una unidad de producción, y cada uno de los periodos horarios de programación, se darán los siguientes datos:

j.1) Período horario de programación al que corresponde la oferta económica de venta.

j.2) Volumen de energía eléctrica ofertada en el tramo por la unidad de producción para cada período horario de programación expresada en MWh sin decimales.

j.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en pesetas o euros por kWh, con un máximo de tres decimales cuando se trate de pesetas y de cinco decimales cuando se trate de euros.

j.4) Indicación de si el tramo de energía eléctrica es o no divisible

j.5) Indicación, en los tres primeros periodos del periodo de programación, de si la oferta económica de venta del tramo de energía eléctrica corresponde o no a una condición de parada programada, para los tres primeros periodos horarios del periodo de programación.

k) Mínimo técnico (MW) según la documentación administrativa pertinente de la unidad de producción.

Dentro de la implementación actual del Sistema Informático SIOM, según está recogido en las presentes Reglas, todas las cantidades de energía en MWh con las que se puede interactuar en el mercado han de ser introducidas en números enteros, esto es, sin decimales. Esta restricción podrá ser modificada en un futuro, por el operador del mercado, siempre de acuerdo con el operador del sistema y previa notificación a los agentes del mercado, de manera que la aplicación permita la realización de transacciones de energía con un decimal, cambio que posibilitará a los agentes del mercado la realización de ofertas de compra y venta de energía en múltiplos de 100kWh. Este cambio se realizará dentro del año 1998.

4.6 EFECTOS

4.6.1 VERIFICACIÓN DE LAS OFERTAS DE VENTA

Las ofertas de venta presentadas por los vendedores serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

4.6.1.1 Verificación del estado de la Sesión:

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de venta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

4.6.1.2 Verificación del vendedor:

El operador del mercado verificará que el vendedor es un sujeto habilitado para la presentación de ofertas de venta en el momento de la presentación de la misma.

4.6.1.3 Verificación de la unidad de producción:

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta económica de venta que las instalaciones que integran la unidad de producción por la que se presenta dicha oferta están dadas de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria y Energía o, en su caso, cumple con lo establecido en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 2019/1997.

4.6.1.4 Verificaciones de la adecuación de los datos de la oferta de venta con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción

1. Energía máxima a ofertar en un periodo de programación:

El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de la oferta, que la energía ofertada por el vendedor para la unidad de producción en cada periodo de programación es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.

2. Condición de Variación de la capacidad de producción:

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta, que la máxima diferencia entre la producción de energía eléctrica que la solución de la casación puede aceptar a esa unidad de producción en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción o en la base de datos del sistema de información del operador del mercado en el caso de no existir este dato en el Registro Administrativo.

4.6.1.5 Verificaciones de la adecuación de los datos de la oferta de venta con la información de que dispone el operador del mercado enviada por el operador del sistema.

El operador del mercado comprobará, antes de la posible aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada por el vendedor para la unidad de producción, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo dicha unidad de

producción, conforme a las informaciones sobre excepciones a la obligación de presentar ofertas de que disponga el operador del mercado, enviadas previamente por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado, en el momento de presentación de la oferta. En particular, verificará la disponibilidad de la unidad de oferta, en cada una de las horas del periodo de programación.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado sobre indisponibilidades de unidades de producción, recibidas en el sistema de información del operador del mercado antes de la realización de la casación, determinarán que las correspondientes ofertas de venta no sean consideradas válidas y, en consecuencia, no serán incluidas en la casación.

4.6.1.6 Verificación del contenido de la oferta:

a) Verificación de que los tramos correspondientes a la parada programada corresponden a los tres primeros períodos de programación y que éstos sean decrecientes en términos de energía eléctrica ofertada.

b) Verificación de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de producción tienen precios crecientes respecto de la energía eléctrica ofertada.

c) Verificación de que los ingresos mínimos que el vendedor incorpore como condición en la oferta de venta de energía eléctrica para la unidad de producción, no son superiores en un 100% al ingreso que supondría la oferta de venta completa de la unidad de producción.

d) Verificación de que no existen más de doce bloques a precio igual a cero en caso de haber declarado condición de ingresos mínimos.

e) Verificación de que la oferta por la unidad de producción incorpore un sólo tramo indivisible para cada período horario de programación.

4.6.2 ACEPTACIÓN DE LAS OFERTAS DE VENTA

La última oferta de venta válida de energía eléctrica presentada por los vendedores al operador del mercado para cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, devendrá firme en el momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

4.6.3 CONFIDENCIALIDAD

Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al sistema informático del operador del mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar a dicho operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

El operador del mercado y el operador del sistema se obligan a mantener la confidencialidad de la información que el vendedor haya puesto a disposición de los mismos en la oferta económica de venta de energía eléctrica durante treinta (30) días desde el cierre de la sesión de contratación de que se trate, en tanto no se altere este plazo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27.2. d). Del Real Decreto 2019/1997

4.6.4 INFORMACION

El operador del mercado informará a los vendedores en el mercado diario de los siguientes extremos:

- Confirmación automática de la recepción de la oferta económica de venta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.

- Puesta a disposición de la información contenida en las ofertas en modo tal que los agentes del mercado puedan reproducir en sus sistemas informáticos el proceso de casación a partir del período de confidencialidad predeterminada.

- Verificación en los términos establecidos en esta Regla de la oferta económica de venta de energía eléctrica que le haga el vendedor y comunicación automática del resultado de la verificación.

- Aceptación de la oferta económica de venta de energía eléctrica si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación.

- Inclusión o no en el resultado de la casación y en su caso, las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes Reglas cuando así lo solicite el agente.

4.6.5 EFECTOS DE LA INCLUSIÓN DE LA OFERTA DE VENTA EN EL PROCESO DE CASACIÓN

La inclusión en la casación tendrá los siguientes efectos:

- Que el tramo de venta de energía eléctrica resulte casado si el precio ofrecido para la energía eléctrica en el período horario de programación de que se trate, es igual o inferior al precio resultante de la casación en dicho período horario, sin perjuicio de la aplicación de la regla de reparto contenida en el proceso de casación simple. En el supuesto de que concurrieren en un mismo horizonte diario de programación ofertas económicas simples y complejas de venta de energía eléctrica, la casación de un tramo de una oferta compleja estará sujeta a las condiciones establecidas en el proceso de casación cuando concurran ofertas simples y complejas.

- Que la unidad de producción de que sea titular el vendedor resulte incluida en el orden de precedencia económica que se derive de los precios de las ofertas económicas de venta de energía eléctrica presentadas al operador del mercado en cada período horario de programación, tanto en el supuesto de que se consideren en la casación todas las ofertas económicas de venta de energía eléctrica como ofertas simples, como en el caso en que concurran en la misma ofertas simples y complejas de venta de energía eléctrica.

- Que la unidad de producción de que sea titular el vendedor y por la que haya presentado al operador del mercado ofertas económicas de venta de energía eléctrica tenga precedencia en el orden de entrada en funcionamiento respecto de otras unidades de producción de acuerdo con el orden de precedencia referido en el apartado anterior siempre que la oferta correspondiente resulte casada y sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas de acuerdo con el procedimiento de resolución de restricciones técnicas.

- Que el vendedor obtenga, en los términos que se establecen a estos efectos, el precio por la energía eléctrica que efectivamente suministre, sin perjuicio de los compromisos que adquiera posteriormente en otros mercados.

- Que la oferta económica de venta de energía eléctrica que hubiera presentado el vendedor al operador del mercado permanezca válida en tanto que no sea sustituida por otra oferta económica de venta de energía eléctrica por la misma unidad de producción y por el mismo período horario de programación o bien sea retirada por el agente en caso de que la unidad pase a estar exenta de la obligación de presentar ofertas, sin perjuicio del cumplimiento por parte del agente de sus obligaciones legales así como de las obligaciones de información del operador del mercado.

- Que el vendedor acepte los resultados de la casación en los términos que se deriven de las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

- Que el vendedor suministre la energía eléctrica ofertada por cada Unidad de producción de la que sean titulares, en el supuesto de que la oferta económica de venta de energía eléctrica resulte casada, y la unidad de producción despachada, sin perjuicio de los compromisos que adquiera posteriormente en otros mercados.

REGLA 5ª. OFERTAS ECONOMICAS DE ADQUISICIÓN DE ENERGIA ELECTRICA

5.1 SUJETOS

5.1.1 COMPRADORES EN EL MERCADO DIARIO

5.1.1.1 A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, son compradores en el mercado diario los distribuidores, comercializadores, los consumidores cualificados y los agentes externos cuya participación como distribuidores, consumidores cualificados o comercializadores en el mercado de producción de energía eléctrica autorice al Ministerio de Industria y Energía. Es condición necesaria, en todo caso, para que los compradores puedan presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica que figuren inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores que establece el artículo 45.4 de la Ley del Sector Eléctrico, sin perjuicio de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y que se adhieran a estas Reglas de Funcionamiento de Mercado. Los vendedores podrán actuar como compradores previa su inscripción en el antedicho Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores.

5.1.1.2 Son distribuidores las sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como la de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución para el suministro de la energía eléctrica a sus consumidores finales a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran energía eléctrica a tarifa. Los distribuidores tendrán la obligación de presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado únicamente por la diferencia entre la cantidad total de energía eléctrica que tienen que suministrar a tarifa y las adquisiciones de energía eléctrica que estén obligados a adquirir de los productores en régimen especial.

Los distribuidores deben formular sus ofertas de adquisición de energía eléctrica tras deducir, en todo caso, de su demanda la previsión de energía eléctrica procedente de instalaciones en régimen especial a que se refiere el artículo 27 de la Ley del Sector Eléctrico, que pudiera ser vertida a su red, cuando los titulares de dichas instalaciones en régimen especial no hubieran optado por acudir al mercado diario. Los distribuidores vendrán obligados a informar al operador del mercado, antes de una hora después de conocer el programa básico de funcionamiento, de la cantidad de energía eléctrica que tengan previsto adquirir directamente de titulares de instalaciones en régimen especial, para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente.

5.1.1.3 Son comercializadores las personas jurídicas que tienen acceso a redes de transporte y distribución y que venden energía eléctrica a otros compradores.

5.1.1.4 Son consumidores cualificados:

a) Los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano.

b) Aquellos consumidores cuyo consumo anual de energía eléctrica a la entrada en vigor del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica sea igual o superior a 15 GWh por instalación o por punto de suministro.

c) A partir del 1 de enero del año 2000 serán consumidores cualificados aquellos consumidores cuyo consumo anual de energía eléctrica por instalación o por punto de suministro sea en esa fecha igual o superior a 9 GWh.

d) A partir del 1 de enero del año 2002 serán consumidores cualificados aquellos consumidores cuyo consumo anual de energía eléctrica por instalación o por punto de suministro sea en esa fecha igual o superior a 5 GWh.

e) A partir del 1 de enero del año 2004 serán consumidores cualificados aquellos consumidores cuyo consumo anual de energía eléctrica por instalación o por punto de suministro sea en esa fecha igual o superior a 1 GWh.

f) A partir del 1 de enero del año 2007 tendrán la consideración de consumidores cualificados todos los consumidores de energía eléctrica en principio de lo establecido en la disposición transitoria decimotercera.

g) Los autoproductores a que se refiere el artículo 25.3 de la Ley del Sector Eléctrico tendrán la consideración de consumidores cualificados por su consumo de energía eléctrica efectivo, entendiendo por tal tanto el procedente de la energía eléctrica suministrada por terceros como el procedente de su producción.

h) Los consumidores cualificados que hubieren optado por adquirir la energía eléctrica a tarifa regulada podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado por el exceso no cubierto por la tarifa correspondiente en los términos y condiciones establecidos en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado.

5.1.1.5 Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión.

5.1.1.6 Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica deberán prestar garantías suficientes cuya aceptación corresponde al operador del mercado, en los términos que se establecen en las presentes Reglas para garantizar a los vendedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada en el mercado de producción al precio final de la misma, con el límite del importe cubierto por las garantías referidas.

5.1.2 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de adquisición se presentarán al operador del mercado.

5.2 CONTENIDO DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Los compradores presentarán ofertas de adquisición por cada unidad de adquisición para cada período horario de programación. A estos efectos es unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.

Dichas ofertas expresarán una cantidad y un precio (en caso de no ser oferta rígida de adquisición) de un tramo de energía, pudiendo existir para cada período horario de programación hasta 25 tramos de adquisición de energía para una misma unidad de adquisición, con diferentes precios cada uno que deberán ser necesariamente decrecientes.

5.3 LUGAR Y TIEMPO DE PRESENTACIÓN DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Las ofertas de adquisición deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del período de aceptación de ofertas, por el medio electrónico que este habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles para la recepción de ofertas desde el 1 de Enero de 1998 serán alguno o algunos de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a través de líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes del mercado de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

Los compradores realizarán la comunicación de sus ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente del mercado estime necesarios para el envío de las ofertas de adquisición.

La hora de recepción de las informaciones que deban remitir los compradores al operador del mercado será la que indique el sistema informático de operador del mercado en el momento de la recepción.

El operador del mercado informará a los compradores del resultado de las verificaciones de sus ofertas y del resultado del proceso de casación mediante la puesta a disposición de los mismos de los resultados en los servidores de información de su sistema informático. A dicha información se podrá acceder en la forma indicada anteriormente.

El operador del mercado empleará el correo electrónico (E-mail), o cualquier otro medio compatible con su sistema informático, que deje constancia del contenido de la comunicación y de su envío, para comunicar a los compradores la apertura del período de recepción de ofertas para la primera iteración. A este efecto los compradores notificarán al operador del mercado, la dirección o direcciones de correo electrónico, a las que se deberán enviar estas comunicaciones.

5.4 FORMATO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Los compradores habrán de incluir en las ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica que presenten al operador del mercado por cada unidad de adquisición las siguientes informaciones:

a) Código de la unidad de adquisición.

b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.

c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de adquisición.

d) Fecha del horizonte diario de programación. Es aquélla para la que se presenta la oferta.

e) Oferta por defecto. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la oferta es por defecto y el agente la mantiene vigente para todos los horizontes diarios de programación, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario de programación no se utiliza.

NO, indica que la oferta no es por defecto y que sólo es válida para la fecha del horizonte diario de programación indicada.

f) Sustitución en caso de error. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la última oferta válida debe ser sustituida por la oferta enviada, aunque presentase errores en su validación, quedando la unidad de adquisición sin oferta para la fecha de vigencia, hasta tanto no se envíen nuevos datos.

NO, indica que la última oferta válida, o en caso de que ésta no exista, la de defecto si existiese para esta unidad de adquisición no puede ser sustituida en caso de que la oferta enviada presente errores en su validación.

g) Indicador de si los precios se expresan en pesetas o en euros.

h) Por cada uno de los hasta los veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de adquisición de una unidad de adquisición, y cada uno de los períodos horarios de adhesión, se darán los siguientes datos:

h.1) Período horario de adhesión al que corresponde el tramo de energía eléctrica para la unidad de adquisición.

h.2) Volumen de energía eléctrica ofertada en el tramo por la unidad de adquisición para cada período horario de programación expresada en MWh sin decimales.

h.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en pesetas o euros por kWh, con un máximo de tres decimales cuando se trate de pesetas y de cinco decimales cuando se trate de euros.

Dentro de la implementación actual del sistema informático SIOM, según está recogido en las presentes Reglas, todas las cantidades de energía en MWh con las que se puede interactuar en el mercado han de ser introducidas en números enteros, esto es, sin decimales. Esta restricción podrá ser modificada en un futuro, por el operador del mercado, siempre de acuerdo con el operador del sistema y previa notificación a los agentes del mercado, de manera que la aplicación permita la realización de transacciones de energía con un decimal, cambio que posibilitará a los agentes del mercado la realización de ofertas de compra y venta de energía en múltiplos de 100kWh. Este cambio se realizará dentro del año 1998.

5.5 EFECTOS

5.5.1 VERIFICACIÓN DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Las ofertas de adquisición presentadas por los compradores serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

5.5.1.1 Verificación del estado de la sesión:

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de adquisición en su sistema informático, conforme a la hora disponible en el mismo, que ésta es anterior al momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

5.5.1.2 Verificación del comprador:

El operador del mercado verificará que el comprador está habilitado para la presentación de ofertas de adquisición en el momento de la presentación de la misma. El operador del mercado verificará que el comprador dispone de las garantías suficientes para el pago de la energía eléctrica correspondiente a la oferta que presenta.

5.5.1.3 Verificaciones de la adecuación de los datos de la oferta de adquisición con la información contenida en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados:

- Energía máxima a adquirir en un período horario de programación.

- El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de la oferta, que la Energía que el comprador demanda es inferior o igual que la que podría demandar conforme a los datos del Registro o del Sistema Informático del operador del mercado, en caso de no existir este dato en el Registro.

5.5.1.4 Verificación del contenido de la oferta:

Verificación de que, si la oferta de adquisición estuviere dividida en tramos, tiene precios decrecientes para dichos tramos.

5.5.2 ACEPTACIÓN DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

La última oferta válida de adquisición de energía eléctrica presentada por los compradores al operador del mercado para cada una de las

unidades de adquisición, devendrá firme en el momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

5.5.3 CONFIDENCIALIDAD

Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al sistema informático del operador del mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar a dicho operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

El operador del mercado y el operador del sistema se obligan a mantener la confidencialidad de la información que el comprador haya puesto a disposición de los mismos en la oferta económica de adquisición de energía eléctrica durante treinta (30) días desde el cierre de la sesión de contratación de que se trate, en tanto no se altere este plazo, de acuerdo en lo establecido en el artículo 27.2.d) del Real Decreto 2019/1997.

5.5.4 INFORMACIÓN

El operador del mercado informará a los compradores de los siguientes extremos

- Confirmación de la recepción de la oferta de adquisición de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.

- Puesta a disposición de la información contenida en las ofertas en modo tal que los agentes del mercado puedan reproducir en sus sistemas informáticos el proceso de casación según el régimen de confidencialidad establecido en estas Reglas.

- Verificación en los términos establecidos en estas Reglas de la oferta económica de adquisición de energía eléctrica que le haga el comprador y comunicación del resultado de la verificación.

- Aceptación de la oferta económica de adquisición de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación.

- Inclusión o no en el resultado de la casación y en su caso, las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes Reglas cuando así lo solicite.

5.5.5 INCLUSION DE LA OFERTA DE ADQUISICIÓN EN EL PROCESO DE CASACION

La inclusión de la oferta en la casación tendrá los siguientes efectos:

- En el supuesto de ofertas receptoras de precios, es decir, con precio de oferta igual al valor instrumental de 30 PTA/kWh, obtener el suministro de energía eléctrica demandada y que el precio final que deba satisfacer por la energía eléctrica asignada incorpore, como concepto retributivo en el período horario de programación de que se trate, el precio resultante de la casación en dicho período horario. En el supuesto de que la oferta de adquisición de energía eléctrica incluya, junto con la cantidad de energía eléctrica demandada y el período horario de programación a que se refiere la oferta de adquisición, el precio que el comprador esté dispuesto a satisfacer por la energía demandada, el derecho a recibir el suministro de energía eléctrica solicitada en la oferta de adquisición, siempre que dicha oferta de adquisición hubiere resultado casada.

- Que el operador del mercado informe al comprador, si así lo solicita, acerca de sí la oferta de adquisición de energía eléctrica que incorpore el precio de la energía demandada ha resultado o no incluida en la casación y, en su caso, las razones de su exclusión.

- Que la oferta económica de adquisición de energía eléctrica permanezca válida en tanto que no la hubieran sustituido por otra oferta económica de adquisición de energía eléctrica por la misma unidad de consumo y por el mismo período horario de programación, o bien sea retirada por el propio agente, sin perjuicio del cumplimiento por parte del agente de sus obligaciones legales así como de las obligaciones de información del operador del mercado.

- Que el comprador acepte los resultados de la casación en los términos que se derivan de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado.

- Que el comprador satisfaga en los términos que se establecen en estas Reglas, el precio por la energía eléctrica, que se le suministre, en el supuesto de que la oferta económica de adquisición de energía eléctrica haya resultado casada y el suministro se haya producido en los términos establecidos en el artículo 11.4 de la Ley del Sector Eléctrico, sin perjuicio de los compromisos que adquiera posteriormente en otros mercados.

- Que el comprador incluya en su oferta de adquisición la energía correspondiente a las pérdidas de transporte y distribución que reglamentariamente les correspondan.

REGLA 6ª- PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

6.1 ELEMENTOS BASICOS DEL PROCEDIMIENTO DE CASACION

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición para cada período horario de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, por parte de los vendedores, de realizar ofertas complejas para cada unidad de producción.

Sólo serán incluidas en el algoritmo de casación las condiciones incorporadas en las ofertas complejas contempladas en la Regla 4.3.2. A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por algoritmo de casación al conjunto ordenado y finito de operaciones matemáticas que permite obtener en cada período horario de programación el precio marginal correspondiente a la oferta económica de venta de energía eléctrica realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.

La producción de energía eléctrica objeto de los contratos bilaterales físicos realizados directamente entre los consumidores cualificados y los productores de energía eléctrica y la producción de energía eléctrica en régimen especial, en aquella parte cuyos titulares no hubieren optado por ofertar en el mercado diario, no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de casación para realizar la comprobación de mínimos o máximos técnicos de producción o de gradiente de carga de la unidad de producción de que se trate.

La casación podrá realizarse por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurran ofertas simples y complejas, de acuerdo con lo que se establece en la presente Regla. En todo caso, los criterios de asignación de producción y demanda de energía eléctrica y de fijación del precio marginal serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

6.2 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN SIMPLE

El operador del mercado obtendrá los precios marginales para cada uno de los períodos horarios de programación del mismo horizonte de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada período horario de programación entre las ofertas de venta y de adquisición por medio de una casación simple compuesta por las siguientes operaciones:

6.2.1 ESTABLECIMIENTO DEL ORDEN DE PRECEDENCIA ECONÓMICA DE LAS OFERTAS DE VENTA Y DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE OFERTA.

El operador del mercado establecerá, para cada período horario de programación del horizonte diario de programación, el orden de precedencia económica de las ofertas de venta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica en dicho período horario de programación.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de energía eléctrica añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía eléctrica ofertadas con independencia de la unidad de producción a la que dichas cantidades correspondan.

6.2.2 DETERMINACION DE LA CURVA DE DEMANDA

El operador del mercado establecerá para cada período horario de programación de un mismo horizonte diario de programación la curva agregada de demanda de energía eléctrica, añadiendo por orden descendente de precio, en su caso, las ofertas de adquisición aceptadas.

A estos efectos el operador del mercado podrá incorporar para el cálculo de la curva agregada de demanda los siguientes supuestos:

a) Ofertas de adquisición en las que el comprador ha establecido un precio máximo y una cantidad de energía eléctrica. Este supuesto resultará en una curva de demanda descendente en precio.

b) Ofertas de adquisición en las que el comprador no ha establecido un precio máximo a la energía eléctrica que quiere adquirir. En este

supuesto, que equivale a una demanda rígida, el comprador acepta el precio marginal resultante de la casación para cada uno de los períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, sin perjuicio del precio instrumental que utiliza el sistema de información del operador del mercado para tratar estas ofertas.

c) En el supuesto de que concurrieren ambos tipos de supuestos el operador del mercado construirá una curva de demanda en la que las ofertas de adquisición de energía eléctrica sin precio máximo precederán, en todo caso, a aquéllas que sí lo incorporen.

6.2.3 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

El método de casación simple se desarrolla por medio de las siguientes operaciones:

a) Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta y de demanda y obtención para cada período horario de programación en un mismo horizonte diario de programación del precio marginal, correspondiente a la oferta económica de venta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.

b) Asignación a cada unidad de producción, por cada oferta de venta de energía eléctrica presentada para un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica objeto de venta durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal del periodo de que se trate, y siempre que exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio o superior.

c) Asignación al comprador, por cada oferta de adquisición de energía eléctrica presentada para un mismo período de programación, de la energía eléctrica objeto de demanda durante ese periodo horario de programación, siempre que el precio de dicha oferta de adquisición sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo horario de programación, y exista energía eléctrica suficiente ofertada a precio inferior o igual al marginal .

6.2.4 CRITERIO DE ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El operador del mercado obtendrá el precio marginal para cada uno de los períodos horarios de programación del mismo horizonte diario de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada período horario de programación entre las ofertas de venta y de adquisición, de acuerdo con los siguientes criterios:

a) El operador del mercado aceptará al precio marginal el total de la energía eléctrica ofertada, de aquellas ofertas de venta cuyos precios hayan quedado por debajo de dicho precio marginal.

b) El operador del mercado aceptará al precio marginal el total de la energía eléctrica que demanden los compradores por todas las ofertas de adquisición de energía eléctrica cuyos precios máximos hayan quedado por encima del precio marginal, salvo en los casos en que no exista energía eléctrica suficiente a precio inferior o igual al marginal para satisfacer la demanda que incorpora precios superiores a dicho precio marginal.

c) Al ser las curvas agregadas de producción y demanda de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar una indeterminación en la asignación de energía eléctrica que precise la aplicación de un criterio de reparto, en alguno o algunos períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, que pueda corresponder a determinadas ofertas de adquisición o venta de dicha energía eléctrica. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas o de ambas, el operador del mercado procederá del modo siguiente:

- En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica que figuren en el tramo de las ofertas económicas de venta de los vendedores por aquellas unidades de producción cuyo precio coincida con el precio marginal del período horario de programación de que se trate.

- En el caso de exceso de demanda de adquisición de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica incorporadas en los tramos de aquellas ofertas de adquisición cuyo precio coincida con el precio de la última oferta de adquisición aceptada.

- Para evitar descuadres debidos al redondeo tras la aplicación de las deducciones de energía en caso de exceso de oferta o demanda a precio marginal, se aplicará el siguiente procedimiento:

1. Inicialmente, la energía total asignada tras el reparto que no corresponda con un valor entero se truncará al valor entero inferior.

2. A continuación, se evalúa el descuadre D, producido (por diferencia con el total de la demanda aceptada en caso de que el reparto afecte a las ofertas de venta o con el total de la oferta asignada en caso de que el reparto afecte a ofertas de compra). El valor del descuadre indica el número de ofertas que deben incrementar su asignación en 1 MWh durante el período horario para corregir el descuadre.

3. Finalmente se incrementa en 1 MWh la energía aceptada a un número D de ofertas que entraron en el reparto, eligiendo en primer lugar las que quedaron con un valor residual más elevado tras el truncamiento al valor entero inferior. Ante igualdad de este valor se elegirán las ofertas con mayor energía asignada. En caso de nueva igualdad, se elegirán las ofertas que hayan sido presentadas con anterioridad.

6.2.5 CRITERIO DE FIJACIÓN DEL PRECIO MARGINAL

En el supuesto de que se produjese indeterminación en la fijación del precio marginal de la energía eléctrica para un período horario de programación de un mismo horizonte diario de programación, como consecuencia de que las curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de oferta, el precio corresponderá al del último tramo de la oferta de venta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

6.3 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN CUANDO CONCURRAN OFERTAS DE VENTA SIMPLES Y COMPLEJAS

Si concurren ofertas simples y complejas de venta de energía eléctrica en un mismo período de programación de un mismo horizonte diario de programación, el operador del mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas, por medio de la realización de las operaciones que se relacionan a continuación:

6.3.1 BUSQUEDA DE UNA PRIMERA SOLUCION VALIDA

El objetivo de esta operación es encontrar una solución consistente en determinar 24 precios marginales (23 ó 25 en los días con cambio de hora) correspondientes a los 24 períodos horarios de programación (23 ó 25 en los días con cambio de hora) de un mismo horizonte diario de programación y una asignación de energía eléctrica a cada una de las unidades de producción cuyo titular haya presentado ofertas económicas de venta de energía eléctrica en el período horario de programación de que se trate, que cumpla las condiciones de ofertas indivisibles, las restricciones derivadas del gradiente de carga de las unidades de producción, las condiciones de parada programada y las condiciones de ingresos mínimos de las unidades de producción que estén incluidas en la solución.

Para ello el operador del mercado aplicará inicialmente el método de casación simple descrito en la cláusula anterior, al que se le incorporará como condición la obtención de una solución que cumpla con las condiciones derivadas de las ofertas complejas, salvo la condición de ingresos mínimos. A este método se le denominará casación simple condicionada.

Posteriormente, a fin de que se respete la condición de ingresos mínimos, el operador del mercado utilizará un procedimiento iterativo que realice varias casaciones simples condicionadas eliminando de modo sucesivo todas las ofertas económicas de venta correspondientes a cada unidad de producción que no cumplan con la condición de ingresos mínimos, hasta que todas las ofertas económicas de venta correspondientes a las unidades de producción consideradas en la solución cumplan dicha condición.

6.3.1.1 Tratamiento de la comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada

6.3.1.1.1 Criterios generales.

La condición de gradiente de carga tiene por objeto la limitación de la asignación del volumen de energía correspondiente a una oferta de venta de una unidad de producción cuando la variación de energía entre dos periodos horarios de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

Como criterios generales para la comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada, se aplicarán los siguientes:

- La declaración de gradiente es opcional. Un valor de gradiente igual a cero en la oferta se interpreta como renuncia al uso de esta condición compleja.
- Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de oferta, de arranque/subida y de parada/bajada cuando la unidad incremente/reduzca su programa en dos periodos consecutivos.
- El incremento o reducción de la potencia durante cada hora se considerará siempre lineal.
- La comprobación de la condición se realizará analizando en primer lugar cada uno de los periodos horarios en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo horario en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación anterior), y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo horario de programación en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación posterior).
- La comprobación de la energía se realizará considerando los valores calculados de potencia al inicio y final de hora, que se obtienen a partir de los datos correspondientes a los periodos horarios de programación anterior o posterior y al valor del gradiente que corresponda aplicar.

  En caso de que los valores calculados superen los valores de potencia máxima o alcancen valores inferiores al valor mínimo de potencia, se tomarán dichos valores como límite de la potencia al inicio o final de hora, limitando, en su caso, la energía asignada a las ofertas de compra o venta.

  En todo caso, el operador del mercado asignará al titular de una unidad de producción que incorpore a una oferta económica de venta de energía eléctrica la condición de gradiente de carga de subida/arranque o de bajada/parada, una cantidad de energía eléctrica inferior a la que hubiere correspondido de no haber incorporado dicha condición.

6.3.1.1.2 Procedimiento.

Una vez obtenido un primer precio marginal para el primer período horario de programación, de acuerdo con un procedimiento de casación simple sin restricciones de gradiente de carga, el operador del mercado comprobará que las ofertas económicas de venta cuyos titulares han incorporado condiciones de gradiente para las unidades de producción objeto de dichas ofertas, las respeten para los períodos horarios de programación siguientes.

Con este fin, el operador del mercado seguirá el siguiente procedimiento:

a) Comprobación de las condiciones del gradiente de carga de subida o arranque

La casación realizada previamente para el primer período horario de programación del día se estima válida inicialmente, asignando a la unidad de producción como potencia final de hora de dicho periodo horario de programación el valor de la energía casada.

A continuación el operador del mercado comprueba, para cada unidad de producción, si el total de la oferta económica de venta de energía eléctrica que se le acepta en el segundo período horario de programación es mayor o menor que en el primer período horario de programación:

- En caso de que el tramo indivisible del segundo periodo de programación sea mayor que la potencia final de hora del periodo horario anterior, se seleccionará como gradiente de carga el gradiente de arranque. En caso contrario se asignará como gradiente de carga el gradiente de subida.

- Si existe alguna unidad de producción para la que la oferta económica de venta de energía eléctrica incorporada en la solución en el segundo período horario de programación es mayor y con una diferencia superior a la permitida por la condición de gradiente de subida, se procede a reducir la energía eléctrica objeto de la oferta económica de venta de esa unidad de producción para dicho periodo horario de programación hasta cumplir con el límite de gradiente seleccionado, considerando una variación lineal de la potencia durante el período horario de programación correspondiente. El operador del mercado realizará esta reducción eliminando tramos de ofertas económicas de venta a partir de las que sean más caras.

Con la reducción referida en el párrafo anterior el operador del mercado realiza una nueva casación para el segundo Periodo horario de adhesión. Esta nueva casación, en la que se cumple la condición de gradiente de carga a partir del período horario de programación anterior, se estima válida.

Si todas las unidades de producción cumplieran las condiciones de gradiente de carga de subida, el operador del mercado no realizará aún comprobaciones de gradiente de carga de bajada. La casación

anterior para ese período horario de adhesión se estimará inicialmente como válida, asignándose la potencia final de hora según el siguiente criterio:

- Si la potencia final de hora de la hora anterior es igual o mayor que la energía casada en la hora anterior y la energía casada en la hora es superior a ambos valores, la potencia final de hora es igual a una valor tal de potencia, que la semisuma del valor asignado entre las potencias final de hora, de la hora anterior y de la hora asignada, sea igual a la energía casada, siendo el valor inferior a la potencia máxima.

- Si la potencia final de hora de la hora anterior es menor o igual que la energía casada en la hora anterior y la energía casada en la hora es inferior a ambos valores, la potencia final de hora es igual a una valor tal de potencia, que la semisuma del valor asignado entre las potencias final de hora, de la hora anterior y de la hora asignada, sea igual a la energía casada, siendo el valor superior a la potencia mínima.

- Si no se da ninguna de las dos situaciones anteriores, la potencia final de hora es igual a la energía casada en la hora.

Este proceso se repite para el resto de períodos horarios de adhesión del horizonte diario de programación, tomando como base la última casación realizada en el Período horario de programación anterior.

El proceso descrito será modificado con anterioridad al 30 de septiembre en los siguientes términos:

En primer lugar, se realiza la comprobación de los gradientes ascendentes (arranque y subida).

- La casación realizada para la primera hora del día se da inicialmente por válida, sin comprobar restricciones de gradiente. Los valores de potencia inicial (P_0) y final (P_1) en dicha hora (en MW) se calculan de la siguiente forma:

  * Si la energía asignada en la hora 1 (E_1) es inferior al nivel de tramo indivisible declarado para esa hora, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige el gradiente de arranque. En otro caso, se elige el gradiente de subida.

  * Con el gradiente g elegido, se obtienen los valores de potencia al inicio de la hora 1 (P_0) y al final de la hora 1 (P_1) suponiendo una pendiente lineal ascendente máxima que haga cumplir el valor de energía E_1 obtenido, esto es :
    $P_0 = E_1 - g * 30 \qquad P_1 = E_1 + g * 30$

  * Si P_0 resulta inferior a cero ó P_1 supera el máximo valor de potencia de la unidad oferente, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles, y se almacena el valor de P_1.

  Asimismo, se fija el valor de la energía máxima aceptable para esa hora (EM_1) con el valor de E_1.

- Antes de realizar la casación de la hora siguiente ($h+1$), se limitan las ofertas presentadas por cada unidad en esa hora, de acuerdo con sus gradientes declarados, de la siguiente forma:

  Se calcula el nivel del tramo indivisible para la hora $h+1$ como el valor de energía del tramo no divisible o no retirable declarado en la hora $h+1$.

  * Si el nivel de potencia fijado para el final de la hora h (P_h) es inferior al nivel del tramo indivisible, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige el gradiente de arranque.

  * En otro caso, se elige el gradiente de subida declarado por la unidad.

- Una vez elegido el gradiente, con valor g, se obtiene el valor de potencia máxima posible para el final de la hora $h+1$, como $PM_{h+1} = P_h + g * 60$. Si este valor supera al máximo de la unidad, se toma el máximo como el nuevo valor de PM_{h+1}. El valor de energía máxima ofertable por la unidad en la hora $h+1$ (EM_{h+1}) se obtiene como el valor medio entre P_h y PM_{h+1}. En los casos en que el valor de EM_{h+1} no sea entero, se redondeará al alza.

- A continuación se realiza la casación de la hora $h+1$ con las ofertas que no han superado el límite. Ello asegura que el despacho para cada unidad va a respetar los gradientes ascendentes (arranque y subida). Tras aplicar las posibles reglas de reparto, se obtiene el valor de energía despachada a cada unidad en la hora $h+1$ (E_{h+1})

- Seguidamente, se calcula el nivel de potencia asignado al final de dicha hora (P_{h+1}). El cálculo de este valor será diferente para la segunda hora del día que para el resto de las horas:

  a) Para la segunda hora del día, se tratará de asignar un valor de potencia que suponga un régimen lineal uniforme durante las horas 1 y 2.

     * Si E_2 es superior a E_1, se obtiene $P_2 = E_1 + 3/2 * (E_2 - E_1)$. Si P_2 supera al máximo de la unidad, se da a P_2 el valor de dicho máximo.

     * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_2 con el valor de E_2

  b) Para el resto de las horas del día, la potencia al final de la hora *h+1* se calculará de la siguiente forma:

     * Si E_{h+1} es superior a P_h, se obtiene $P_{h+1} = P_h + 2 * (E_{h+1} - P_h)$.

     * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h+1} con el valor de E_{h+1}.

  Esto se realiza de esta forma porque, para obtener el nivel de energía calculado, la pendiente de potencia debería ser descendente, que se comprobará, como gradiente de parada o bajada, en el proceso que se describe posteriormente.

- El mismo proceso se repite hasta la última hora del día, obteniendo un despacho que cumple los gradientes ascendentes. Para cada hora, se retiene el valor calculado de energía máxima admisible (EM_h)

El operador del mercado conservará en sus archivos el valor de la potencia que corresponde a cada unidad de producción al final de ese período horario de programación, de manera que pueda utilizar dicho valor para la comprobación de los gradientes de carga de subida de los períodos horarios de programación posteriores y de los gradientes de carga de bajada a que se refiere al apartado b) posterior de este número.

b) Comprobación de las condiciones de gradiente de carga de bajada o parada

Para realizar la comprobación del cumplimiento de las condiciones de gradiente de carga de bajada, el operador del mercado repetirá las operaciones descritas en los apartados anteriores de este número, si bien comenzará desde el último período horario de programación y seguirá en sentido opuesto al establecido para la comprobación del cumplimiento de las condiciones de gradiente de carga de subida empleando, por contra, el parámetro que define el gradiente de carga de bajada. El valor del gradiente de carga corresponderá con el gradiente de parada cuando la potencia inicio de hora del periodo de programación siguiente sea inferior al tramo indivisible declarado en el periodo de programación.

Este proceso será modificado con anterioridad al 30 de septiembre en los siguientes términos:

- La casación realizada para la última hora del día se da definitivamente por válida. El valor de potencia inicial (P_{23}) y final (P_{24}) en dicha hora (en MW) se calcula de la siguiente forma:

  * Si la energía asignada en la hora 24 (E_{24}) es inferior al nivel del tramo indivisible declarado para esa hora, se supone que la unidad está parando, y se elige el gradiente de parada. En otro caso, se elige el gradiente de bajada.

  * Con el gradiente *g* elegido, se obtienen los valores de potencia al inicio de la hora 24 (P_{23}) y al final de la hora 24 (P_{24}) suponiendo una pendiente lineal descendente máxima que haga cumplir el valor de energía E_{24} obtenido, esto es:
    $P_{23} = E_{24} + g * 30 \quad P_{24} = E_{24} - g * 30$

  * Si P_{24} resulta inferior a cero ó P_{23} supera el máximo valor de potencia de la unidad de producción, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles, y se almacena el valor de P_{23}.

- Antes de repetir la casación de la hora anterior (*h*), se limitan las ofertas presentadas por cada unidad en esa hora, de acuerdo con sus gradientes declarados, de la siguiente forma:

  * Si el nivel de potencia fijado para el final de la hora *h* (P_h) es inferior al nivel del tramo indivisible declarado en la

hora h, se elige el gradiente de parada declarado por la unidad.

* En otro caso, se elige el gradiente de bajada declarado por la unidad.

- Una vez elegido el gradiente, con valor g, se obtiene el valor de potencia máxima posible para el inicio de la hora h, como $PM_{h-1} = P_h + g * 60$. Si este valor supera al máximo de la unidad, se toma el máximo como nuevo valor de PM_{h-1}. El valor de energía máxima ofertable por la unidad en la hora h (EM_h) se obtiene como el valor medio entre P_h y PM_{h-1}. En los casos en que el valor de EM_h no sea entero, se redondeará al alza. Si este valor supera al límite calculado en el proceso de ida para la hora h, se toma el valor anterior de EM_h, lo cual asegura el cumplimiento del gradiente ascendente anterior.

- A continuación se realiza la casación de la hora h con las ofertas que no han superado el límite. Ello asegura que el despacho para cada unidad va a respetar los gradientes descendentes (parada y bajada). Tras aplicar las posibles reglas de reparto, se obtiene el valor de energía despachada a cada unidad en la hora h (E_h).

- Seguidamente, se calcula el nivel de potencia asignado al inicio de dicha hora (P_{h-1}). El cálculo de este valor será diferente para la penúltima hora del día que para el resto de las horas:

  a) Para la penúltima hora del día (23), se tratará de asignar un valor de potencia que suponga un régimen lineal uniforme durante las horas 23 y 24.

     * Si E_{23} es superior a E_{24}, se obtiene $P_{22} = E_{24} + 3/2 * (E_{23} - E_{24})$. Si P_{22} supera al máximo de la unidad, se da a P_{22} el valor de dicho máximo.

     * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{22} con el valor de E_{23}.

  b) Para el resto de las horas del día, la potencia al inicio de la hora h se calculará de la siguiente forma:

     * Si E_h es superior a P_h se obtiene $P_{h-1} = P_h + 2 * (E_h - P_h)$

     * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h-1} con el valor de E_h.

- Este proceso se repite hasta la primera hora del día.

En el proceso inverso se tomará como potencia máxima al inicio de hora en cada periodo de programación el valor más restrictivo entre el calculado en el proceso, y el registrado en el proceso de orden directo.

6.3.1.2 Tratamiento de la condición de ingresos mínimos.

El operador del mercado considerará esta condición en el proceso de casación en la fase final de la búsqueda de la primera solución válida de acuerdo con las siguientes operaciones:

1. El operador del mercado determinará a partir de los resultados obtenidos de una casación simple con incorporación del resto de las condiciones complejas, si existen unidades de producción de energía eléctrica para las que sus titulares hayan declarado condición de ingresos mínimos en sus ofertas de venta de energía eléctrica y no cumplan dicha condición.

   En caso de que no existan unidades de producción en estas condiciones, la solución obtenida es el resultado del proceso de casación.

2. En el supuesto de que existan unidades de producción cuyos titulares hayan presentado ofertas económicas de venta de energía eléctrica que no cumplan la citada condición, el operador del mercado calculará, para cada una de ellas, el precio medio del kWh derivado de su condición de ingresos mínimos y el precio medio por kWh que percibirían como resultado de la casación simple condicionada.

3. La oferta económica de venta de energía eléctrica correspondiente a la unidad de producción para la que resulte la mayor diferencia entre los dos precios referidos en el apartado anterior, quedará eliminada en todos los tramos de la oferta de venta cuyo titular haya realizado en el horizonte diario de programación, con excepción de aquellos tramos para los que el titular de la unidad de producción de que se trate hubiera declarado condición de parada programada.

4. Una vez eliminada la oferta económica de venta correspondiente a la citada unidad de producción, el operador del mercado reproducirá

para el conjunto de ofertas económicas de venta no eliminadas el proceso de casación simple incorporando el resto de condiciones complejas excepto la de ingresos mínimos.

5. El operador del mercado repetirá el proceso de eliminación de ofertas económicas de venta hasta que se alcance una solución en la que todas las ofertas económicas de venta casadas respeten la condición de ingresos mínimos. Esta solución será la primera solución válida.

6.3.2 MEJORA SUCESIVA DE LA PRIMERA SOLUCION VALIDA

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas económicas de venta de energía eléctrica incluidas en la misma respetan todas las condiciones que hubieren incorporado, se inicia un proceso de búsqueda de la precedencia económica de las unidades de producción incluidas en el proceso de casación correspondiente a cada período horario de programación de que se trate. Dicho proceso de búsqueda, estará basado en la condición de que la suma de las diferencias entre los ingresos correspondientes al precio marginal y los ingresos mínimos solicitados para las unidades de producción no aceptadas para las que esa diferencia sea positiva, sea mínima o nula, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$\sum_{t=1}^{t=N}\sum_{h=1}^{24} E(up,t,h) * PM(h) - IMIN(up) = MI(up)$$

donde:

E (up,t,h): Energía del tramo t de la unidad de producción que hubiere resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación PM (h)

IMIN (up): Ingreso mínimo solicitado para la unidad de producción en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h).

MI (up): Margen de ingreso de la unidad de producción.

Para todas las unidades de producción cuyo margen de ingreso MI(up) sea positivo se calculará:

$$TMI = \sum_{up=1}^{u} MI(up)$$

La solución final objetivo buscado por el algoritmo será aquella que obtenga un valor TMI igual a cero. Puede pasar que no exista ninguna solución que cumpla dicha condición. En este caso, el algoritmo dará como resultado aquella con un valor TMI inferior.

Cada vez que el operador del mercado haya casado una combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica y ésta resulte válida, comprobará si el TMI de dicha combinación es inferior, superior o igual al TMI que existe para la mejor combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica conocida.

* Si el TMI es superior, el operador del mercado registrará la combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica como probada y válida.
* Si el TMI es inferior, el operador del mercado seleccionará la nueva combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica como la mejor hasta ese momento.
* Si el TMI es igual, el operador del mercado comprobará cuál de las dos combinaciones de ofertas económicas de venta de energía eléctrica (la del TMI inferior hasta ese momento y la actual) ha incorporado en un mayor número de periodos horarios de programación la solución descrita en relación con el criterio de asignación de producción y demanda. En el supuesto de que el TMI sea igual para ambas combinaciones de ofertas económicas de venta de energía eléctrica el operador del mercado elegirá la combinación que dé lugar a un margen medio más elevado para las unidades de producción.

En caso de no encontrase en este proceso ninguna solución que cumpla la condición de ser la solución final buscada, el programa dará como solución la que obtenga la menor suma de las diferencias entre los ingresos correspondientes al precio marginal y los ingresos mínimos solicitados para las unidades de producción no aceptadas, siempre que dichas diferencias sean positivas.

Este proceso de búsqueda de la solución final estará limitado en tiempo, treinta (30) minutos y en número de iteraciones, tres mil (3.000). El operador del mercado archivará en su sistema informático el número de iteraciones efectuado.

REGLA 7ª- PRIMERA ITERACIÓN DEL PROCESO DE PRESENTACIÓN DE OFERTAS Y SOLUCIÓN DE SITUACIONES DE INDETERMINACIÓN DEL ALGORITMO DE CASACIÓN

7.1 PRIMERA ITERACIÓN

El operador del mercado llevará a cabo una segunda petición de ofertas denominada primera iteración en los siguientes casos:

a) Cuando los titulares de varias unidades de producción que incorporen a su oferta económica de venta de energía eléctrica la condición de indivisibilidad hayan presentado ofertas a precio cero, siempre que se produzca una situación de exceso de oferta de venta de energía eléctrica en alguno de los periodos de programación de la solución final y esa situación se dé a precio cero.

b) Cuando, por haber incorporado los titulares de las Unidades de producción en algunas de sus ofertas económicas de venta de energía eléctrica la condición de ingresos mínimos, y el operador del mercado no pueda obtener una primera solución válida en el proceso de casación.

c) Cuando, por otras situaciones derivadas de la complejidad de las condiciones técnicas y económicas introducidas en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica y del propio diseño del sistema informático del operador del mercado, el proceso de casación no pueda dar un resultado válido.

7.2 CARACTERISTICAS DE LAS OFERTAS ECONÓMICAS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA QUE SE PRESENTEN EN LA PRIMERA ITERACIÓN

Las ofertas económicas de venta a que se refiere este apartado tienen las mismas características que las ofertas económicas de venta descritas en la Regla 4ª, salvo en que:

a) Los vendedores no podrán incorporar condición de ingresos mínimos en las ofertas económicas de venta que presenten al operador del mercado.

b) Un mismo vendedor no podrá incorporar en las ofertas económicas de venta que presente al operador del mercado para las unidades de producción de que sea titular tramos indivisibles a precio cero.

REGLA 8ª- TRATAMIENTO DE LOS TRAMOS INDIVISIBLES

8.1 Si en el proceso de casación o en la primera iteración se produjera indeterminación como consecuencia de que la oferta agregada excede de la demanda agregada al precio marginal, por la existencia de uno o varios tramos indivisibles, el operador del mercado resolverá tal indeterminación según se describe en las siguientes situaciones:

a) Si todos los tramos de venta que tienen precio igual al marginal de la hora son divisibles, se asigna a cada uno de ellos una parte proporcional de su oferta de energía, tal que la suma de todas las ofertas agregadas de venta sea igual a la suma de las ofertas agregadas de compra. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo respecto de la suma de las energías ofertadas en los tramos que marcan marginal. Esta proporción es independiente del valor del precio marginal.

b) Si la suma agregada de ofertas de venta con precio inferior al marginal de la hora, más la suma de los tramos indivisibles al precio marginal, es inferior a la suma agregada de demandas a precio superior o igual al marginal, existen dos posibilidades:

b.1 Si el precio marginal de la hora es distinto de cero se procede igual que en el punto a), considerando todos los tramos al precio marginal como divisibles.

b.2 Si el precio marginal de la hora es cero se asigna el total se la oferta de los tramos indivisibles, y una proporción de la oferta de los tramos divisibles tal que la suma agregada de las ofertas de venta a precio cero sea igual a la suma de ofertas de compra a precio superior al marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo divisible respecto de la suma de las energías ofertadas en los tramos divisibles que marcan marginal.

c) Si la suma agregada de ofertas de venta con precio inferior al marginal de la hora, más la suma de los tramos indivisibles al precio marginal, es superior a la suma agregada de demandas a precio superior o igual al marginal, existen tres posibilidades:

c.1 Si se está en el proceso de casación, y el precio marginal es cero, se continúa con el proceso hasta que termine la casación. Si una vez terminado el proceso, continúa la situación, se indica la necesidad de realizar la primera iteración, en los términos descritos en la Regla 7.

c.2 Si se está en el proceso de casación y el precio marginal no es cero, se asigna una proporción de todos los tramos ofertados a precio marginal, tal que la suma agregada de las ofertas de venta a precio inferior al marginal, más la suma de la proporción asignada de todos los tramos a precio

marginal sea igual a la suma de ofertas de compra a precio superior o igual al marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo a precio marginal, respecto de la suma de todas las energías ofertadas a ese precio.

c.3 Si se está en el proceso de primera iteración (y por tanto el precio marginal es cero), se asignará una proporción a las ofertas con tramo indivisible tal que la suma de la proporción asignada a estos tramos indivisibles sea igual a suma agregada de las ofertas de compra a precio superior o igual al marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo indivisible respecto de la suma de las energías ofertadas en los tramos indivisibles.

REGLA 9ª- SITUACIONES EXCEPCIONALES

9.1 A los efectos de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

9.2 Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Insuficiencia de oferta de venta de energía eléctrica para atender la demanda que utilice el precio instrumental del sistema.

En tal caso el operador del mercado establecerá el orden de precedencia económica de las ofertas de venta disponibles remitiendo al operador del sistema dicho orden con déficit para los períodos horarios de programación en que dicha insuficiencia de oferta se produzca.

b) Fuerza mayor.

b.1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado realizará casaciones anticipadas ampliando, para ello, el horizonte diario de programación para incluir en el mismo los períodos horarios de programación en que la situación excepcional de fuerza mayor persistiese. Si la fuerza mayor fuere imprevisible, el operador del mercado podrá determinar la casación sobre la base de datos históricos.

b.2 Si es debida a averías graves en los equipos informáticos o de comunicaciones del operador del mercado que impidan el correcto funcionamiento de los mismos. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto b.1) anterior.

c) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y económicas de las ofertas complejas.

Si la imposibilidad de determinación de la casación subsiste, incluso en los supuestos previstos de solicitud de la primera iteración, el operador del mercado procederá a determinar la casación sobre la base de datos históricos.

REGLA 10ª- RESULTADO DE LA CASACIÓN. PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO.

10.1 El programa base de casación es el resultado de la casación a que se refiere el Real Decreto 2019/1997 en su artículo 10. A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por programa base de casación la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada período horario de adhesión de un mismo horizonte diario de programación, el volumen de energía eléctrica que se requiere que se genere para cubrir la demanda de dicha energía eléctrica.

10.2 El programa diario base de funcionamiento incorporará los siguientes elementos:

1. El precio marginal de la energía eléctrica para cada período horario de programación de un mismo horizonte diario de programación.

2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de producción cuya oferta económica de venta de energía eléctrica haya resultado casada y la energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de adquisición cuya oferta económica de compra de energía eléctrica haya resultado casada.

3. El orden de precedencia económica correspondiente a cada tramo de las ofertas económicas de venta de energía eléctrica de las unidades de producción que hayan resultado casados total o parcialmente por la aplicación de la Reglas 6 u 8.

4. La energía eléctrica que corresponde por tramos a las unidades de producción cuyas ofertas económicas de venta de energía eléctrica no hayan resultado casados, total o parcialmente por la aplicación de las Reglas 6 u 8, así como su orden de precedencia económica.

5. En su caso, la energía eléctrica programada correspondiente a las unidades de producción disponibles exceptuadas de la obligación de presentar ofertas.

6. La cantidad de energía intercambiada en los contratos formales de suministro o contratos bilaterales físicos de energía eléctrica realizados directamente entre consumidores cualificados y los productores.

El operador del mercado comunicará al operador del sistema y a los agentes del mercado el contenido del programa base de casación en los términos establecidos en estas Reglas.

REGLA 11ª- SOLUCION DE LAS RESTRICCIONES TECNICAS QUE AFECTEN AL PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO. PROGRAMA DIARIO VIABLE

El programa diario viable se obtiene retirando y añadiendo del programa base de funcionamiento, las ofertas de venta de energía que el operador del sistema y el operador del mercado acuerden para solventar las restricciones técnicas, sin perjuicio de la asignación de los servicios complementarios de acuerdo con el artículo 12.3 del Real Decreto 2019/1997.

11.1 Dado que la solución de las restricciones técnicas constituye una alteración no deseable del mercado, los criterios aplicados por el operador del sistema y el operador del mercado estarán orientados a minimizar el impacto de la solución sobre el resultado de la casación y el sobrecoste derivado de dicha solución.

11.2 A efectos de información, el operador del sistema pondrá a disposición de los agentes y del operador del mercado, de forma actualizada permanentemente, y en cualquier caso con carácter previo a la casación del mercado diario, información sobre la situación del sistema generación-transporte, señalado aquellas situaciones susceptibles de crear restricciones, de conformidad con las Normas y Procedimientos de operación correspondientes.

11.3 Los operadores del sistema y del mercado elaborarán informes periódicos sobre las restricciones, sus causas y circunstancias, a los efectos que sean pertinentes que remitirán tanto al Ministerio de Industria y Energía, como a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

11.4 En cumplimiento de lo indicado en el artículo 12.2 del Real Decreto 2019/1997 el procedimiento para acordar entre el operador del sistema y el operador del mercado la retirada y entrada de ofertas sobre el programa base de funcionamiento será el que se describe en los puntos siguientes:

11.4.1 El operador del sistema tomando como base el programa base de funcionamiento, las ofertas enviadas por los agentes para el mercado diario, y la información sobre contratos bilaterales físicos, determinará la energía que es necesario retirar o incorporar para resolver las restricciones, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas de las unidades de producción y respetando el mínimo técnico. Las producciones de las unidades de producción con afectación expresa a los contratos bilaterales físicos podrán ser retiradas durante este proceso en condiciones de falta de discriminación respecto de las ofertas de venta de energía presentadas al mercado diario. Junto con las unidades de producción cuyas producciones tengan que ser incorporadas o retiradas de la casación para resolver las restricciones técnicas, el operador del sistema también determinará las unidades de producción que tengan limitada la capacidad de modificar el resultado de la casación para evitar la aparición de restricciones técnicas teniendo en cuenta el orden de precedencia económica utilizado para la retirada de energía necesaria para restablecer el equilibrio generación-demanda a que se refiere la Regla 11.6, que le comunique el operador del mercado.

11.4.2 El operador del mercado, una vez recibida la información indicada en el punto anterior procederá a modificar el resultado de la casación incorporando o retirando aquellas ofertas señaladas por el operador del sistema. A continuación el operador del mercado procederá hora por hora a reajustar el resultado de la casación de forma que se respete el equilibrio generación-demanda en todas las horas, de conformidad con la información enviada por el operador del sistema, procediendo de la siguiente forma:

11.4.2.1 Si en la hora correspondiente es necesario retirar energía, el operador del mercado lo hará siguiendo el orden de precedencia económica para la retirada de energía posterior a la solución de restricciones técnicas, descrito posteriormente en esta Regla, hasta que se verifique el equilibrio generación-demanda en esa hora. Los tramos de energía serán considerados como ofertas simples, sin ningún tipo de condiciones complejas.

11.4.2.2 Si en la hora correspondiente es necesario incorporar energía el operador del mercado lo hará siguiendo el orden de precedencia de las ofertas no casadas, o casadas parcialmente, derivado del precio expresado en sus tramos de oferta, hasta que se verifique el equilibrio generación-demanda en esa hora. Los tramos de energía serán considerados como ofertas simples, sin ningún tipo de condiciones complejas

11.4.2.3 Una vez reajustadas todas las horas, el operador del mercado procederá a comprobar la condición de ingresos mínimos de aquellas unidades de producción a las que solo se les hubiese incorporado energía durante este proceso de reajuste realizado por el operador del mercado, eliminando la asignación a la unidad de producción, en caso de no cumplirse el ingreso mínimo solicitado en la oferta del mercado diario.

11.4.2.4 Si como consecuencia del punto anterior hubiese sido necesario eliminar las ofertas de alguna unidad de producción, se repetirá el proceso de reajuste para aquellas horas en que sea necesario, volviendo a comprobar la condición de ingresos mínimos, iterando de esta forma hasta que en todos los periodos horarios se verifique el equilibrio generación-demanda.

El resultado de la retirada y/o incorporación de las ofertas sobre el programa base de funcionamiento, será enviado por el operador del mercado al operador del sistema para que éste elabore el programa diario viable provisional, que una vez incorporados los servicios complementarios constituirá el programa diario viable.

11.5 A efectos del tratamiento de las unidades de producción con afectación expresa a contratos bilaterales físicos, el operador de mercado, en el proceso de reajuste posterior a la determinación realizada por el operador del sistema de las unidades de producción cuya generación es preciso modificar para resolver las restricciones, y de la determinación de aquellas unidades de producción cuya generación no puede modificarse en alguna dirección, procederá de la siguiente forma:

11.5.1 En el caso de que en una hora sea necesario retirar energía, para verificar el equilibrio generación-demanda el operador del mercado repartirá proporcionalmente la energía que es necesario retirar, entre la energía del conjunto de las unidades de producción no limitadas en su capacidad de disminuir producción por el operador del sistema, con afectación expresa a contratos bilaterales físicos, y la energía de las ofertas de venta casadas en el resultado de la casación del mercado diario.

11.5.2 Una vez determinada la cantidad de energía a retirar en una hora del conjunto de las unidades de producción con afectación expresa a contratos bilaterales físicos y no limitadas por el operador del sistema en su capacidad de disminuir producción, ésta se repartirá proporcionalmente a la magnitud de su producción.

11.5.3 La cantidad de energía a retirar por las ofertas de venta casadas en el resultado de la casación del mercado diario será asignada tal como se describe en el punto anterior de esta Regla.

11.6 Establecimiento del orden de precedencia económica para la retirada de energía necesaria para restablecer el equilibrio generación-demanda.

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia económica para la retirada de energía necesaria para restablecer el equilibrio generación-demanda calculando el precio para un tramo de energía "b", de una oferta "o" asignado en una hora "h" como:

$$PPE(o,b,h) = MÁX\ [\ Pof(o,b.h),\ (Pm(h) * (IMIN(o)/IMER(o)))]$$

donde:

Pof(o,b,h) es el precio de la oferta, considerada como simple, del bloque b de la oferta o en la hora h.

Pm(h) es el precio marginal de la hora h.

IMIN(o) es el valor del ingreso mínimo solicitado por la oferta o, cuyo valor es igual a $\left[Tf + \sum_{h} Tv * Energía(h) \right]$

IMER(o) es el valor del ingreso de la oferta o a precios de mercado, cuyo valor es igual a $\left[\sum_{h} Pm(h) * Energía(h) \right]$

El procedimiento descrito entrará en vigor antes del 1 de octubre de 1998 siempre que el operador del sistema comunique los datos necesarios al operador del mercado.

REGLA 12ª- RESULTADO DE LA CASACION EN EL MERCADO DIARIO Y PERFECCIONAMIENTO DE LOS CONTRATOS.

Por la casación se produce la formalización de la contratación de energía eléctrica entre el conjunto de vendedores y compradores.

La falta de perfeccionamiento de los contratos por las causas derivadas de la aplicación de la legislación sobre la materia, las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado y las Normas o Procedimientos de Operación del Sistema, tendrá las consecuencias y efectos determinados en las Normas y Reglas señaladas para cada caso incluso en materia de liquidaciones.

CAPITULO TERCERO

MERCADO INTRADIARIO

REGLA 13ª- CONCEPTO. OBJETO. RÉGIMEN TEMPORAL DE APLICACIÓN

13.1 El mercado intradiario, regulado en el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997 como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica al operador del mercado, los ajustes que sean necesarios sobre el programa diario viable.

13.2 El mercado intradiario se estructura en sesiones de acuerdo con las siguientes reglas:

13.2.1 Determinado un programa diario viable, se abrirán sesiones del mercado intradiario para los períodos horarios de programación incluidos en dicho programa diario viable y, en su caso, en el anterior en curso de ejecución.

13.2.2 Cada sesión de mercado intradiario podrá tener como objeto uno o varios períodos horarios de programación, siempre que éstos tengan programa diario viable publicado.

13.2.3 Cada período horario de programación podrá ser objeto de sesiones sucesivas de mercado intradiario.

13.2.4 No se podrán incluir en sesiones del mercado intradiario períodos horarios de programación para los que no exista programa diario viable publicado.

13.2.5 El momento inicial de presentación de ofertas de venta y de adquisición en el mercado intradiario, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en estas Reglas de Funcionamiento y deberá asegurar que cualquier período horario de programación con programa diario viable publicado, sea objeto, al menos, de una sesión de mercado intradiario.

13.3. La puesta en marcha del mercado intradiario se ajustará a las siguientes reglas:

13.3.1 Hasta el 1 de julio se convocarán dos sesiones de mercado intradiario. El primer período horario del horizonte de programación de la primera sesión del mercado intradiario será el primer período horario de programación del programa diario viable de que se trate. El primer período horario del horizonte de programación de la segunda sesión del mercado intradiario, será el decimotercer período horario de programación del programa diario de que se trate.

13.3.2 Con efectos para el programa diario viable correspondiente al día 2 de julio de 1.998 y sucesivos, se convocarán, al menos, cuatro sesiones de mercado intradiario. Los horarios de comienzo de las sesiones estarán inicialmente incluidos en los siguientes tramos horarios:

1ª Sesión: De 16h a 18h
2ª Sesión: De 21h a 23h
3ª Sesión: De 5h a 9h
4ª Sesión: De 10h a 12h

El operador del mercado podrá modificar dichos tramos y horarios de las citadas sesiones y la distribución de tiempos interna de cada sesión, si así resultase aconsejable, previa consulta a los agentes del mercado y al operador del sistema

La ampliación del número de sesiones del mercado intradiario, respecto de las señaladas en el apartado 13.3.2., hasta la

implantación de la convocatoria de sesiones cada hora, se determinará por el operador del mercado, previo informe del operador del sistema, del Comité de Agentes del Mercado y Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, y autorización del Ministerio de Industria y Energía.

REGLA 14ª- OFERTAS DE VENTA

14.1. SUJETOS

14.1.1 VENDEDORES

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario, -distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y, en su caso, agentes externos- que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario. Los citados titulares de ofertas de adquisición en el mercado diario, sólo podrán participar respecto de los períodos horarios de programación, comprendidos en la sesión del mercado intradiario, que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron.

14.1.2 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de venta se presentarán al operador del mercado.

14.2 CLASES

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido.

14.3 OBJETO Y CONTENIDO

14.3.1 OFERTAS SIMPLES

Son las presentadas para uno o varios períodos horarios de programación con expresión de un precio, incluso cero, y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada período horario de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos de capacidad de producción para una misma oferta de una unidad de producción o de adquisición, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

14.3.2 OFERTAS COMPLEJAS

Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes.

Las limitaciones derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario sólo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable definitivo y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

14.3.2.1 Condición de variación de capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga:

Los vendedores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas que los titulares de las unidades de producción o de adquisición presenten por cada una de ellas. La condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos períodos horarios de programación consecutivos.

Esta condición se expresará en MW/minuto de subida o de bajada, o de arranque o parada, y su inclusión en el proceso de casación se realizará de acuerdo con lo señalado en la Regla 16.3.2.1. Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquél introducido en la oferta de menor número identificativo correspondiente a la unidad.

El resultado de la casación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima y mínima de producción, o por el total de energía previamente asignada en el programa viable definitivo y las sesiones previas del mercado intradiario a dicha

unidad de producción o de adquisición, respectivamente. Esta condición habrá de respetar en todo caso la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de producción, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los periodos horarios de programación.

14.3.2.2 Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta.

Los vendedores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, esta oferta sea eliminada.

14.3.2.3 Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de venta.

Los vendedores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, el tramo sea eliminado de la casación en dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

Esta condición deberá estar a disposición de los agentes antes del 1 de octubre.

14.3.2.4 Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta

Los vendedores pueden incluir en las ofertas de venta que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar casado completamente en algún periodo horario de programación del horizonte de casación, el tramo primero de su oferta, durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada.

14.3.2.5 Condición de energía máxima:

La condición de energía máxima es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de una oferta de venta para el horizonte de programación determina, si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior. Un valor cero indica que esta condición no debe ser tenida en cuenta.

14.3.2.6 Condición de ingresos mínimos:

Los vendedores pueden incluir como condición en cada oferta de venta que presenten por una unidad de producción o de adquisición, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en pesetas o euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en pesetas o euros por kWh, con un máximo de tres o cinco decimales respectivamente.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de venta en que más del 50% de la energía sea ofertada a precio cero.

14.3.3 Podrán presentarse varias ofertas de venta para un mismo período horario de programación y una misma unidad de producción o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

14.4 LUGAR

Las ofertas de venta deberán presentarse en los servidores de información del operador del mercado por el medio electrónico que éste habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles serán alguno de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a través de líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que las instalen.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes del mercado de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

Los vendedores realizarán la comunicación de sus ofertas de venta al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente estime necesarios para el envío de las ofertas.

14.5 TIEMPO

El operador del mercado determinará el momento inicial del periodo de presentación y aceptación de ofertas de venta y lo comunicarán a los agentes.

Las ofertas deberán presentarse y recibirse antes del cierre del período de aceptación de ofertas. La hora de recepción será la que indique el sistema informático del operador del mercado en el momento de la recepción.

14.6 FORMATO

Las ofertas deberán tener la forma que se establece a continuación, en relación con el contenido de las mismas:

- Código de la unidad de producción o de adquisición.
- Número de la oferta. Será utilizado para referirse a esa oferta de entre el conjunto de ofertas de la unidad de producción o de adquisición.
- Descripción de la oferta.
- Clase de oferta (V - Venta), que deberá ser necesariamente oferta de venta.
- Unidad monetaria. Pesetas o euros.
- Indicativo de sustitución en caso de error (S - Sí, N - No). Si se indica "S" y la oferta no supera las validaciones correspondientes, sustituirá a la anterior oferta válida, si la hubiese. Si es "N" y la oferta no cumple las validaciones correspondientes la oferta quedará registrada como "no válida", quedando como oferta válida para la unidad de oferta la anterior en caso de que existiese.
- Tipo de ajuste
  - Oferta de venta de un distribuidor menor al 10% de sus adquisiciones en el mercado diario.
  - Oferta de venta de un distribuidor mayor al 10% de sus adquisiciones en el mercado diario.
  - Oferta de venta de un comercializador.
  - Oferta de venta de un consumidor cualificado.
  - Oferta de venta de una unidad de bombeo con consumo asignado por imposibilidad de consumir.
  - Oferta de venta de una unidad de producción debido a:
    - Incremento de la probabilidad de vertido no prevista antes del cierre del mercado diario.
    - Pruebas que requieran incremento de carga.
    - Infactibilidad a las asignaciones del mercado diario e intradiarios anteriores.
- Oferta de venta libre.
- Descripción del tipo de ajuste.
  - Condición de ingreso mínimo para esta oferta por la unidad de producción o adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:
    - Término fijo (TF) para un mismo horizonte de programación, fijado en pesetas o euros, sin que puedan incluirse decimales.
    - Término variable (TV), que permanecerá invariable para un mismo horizonte de programación, fijado en pesetas/kWh o euros kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales o cinco decimales respectivamente.
    - Gradiente de parada (MW/Minuto).
    - Gradiente de arranque (MW/Minuto).

- Gradiente de bajada (MW/Minuto).
- Gradiente de subida (MW/Minuto).
- Mínimo técnico (MW).
- Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta.
- Energía máxima admisible por la oferta de venta en MWh.
- Número de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casado en su totalidad.
- Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta de venta.

Por cada tramo y período horario de programación:

- Fecha que cubre la oferta.
- Hora que cubre la oferta.
- Número de tramo de la oferta.
- Cantidad de energía en MWh.
- Precio ofertado en PTA/kWh.

Dentro de la implementación actual del sistema informático SIOM, según está recogido en las presentes Reglas, todas las cantidades de energía en MWh con las que se puede interactuar en el mercado han de ser introducidas en números enteros, esto es, sin decimales. Esta restricción podrá ser modificada en un futuro, por el operador del mercado, siempre de acuerdo con el operador del sistema y previa notificación a los agentes del mercado, de manera que la aplicación permita la realización de transacciones de energía con un decimal, cambio que posibilitará a los agentes del mercado la realización de ofertas de compra y venta de energía en múltiplos de 100kWh. Este cambio se realizará dentro del año 1998.

14.7 LIMITACIONES A LA OFERTA

14.7.1 La suma de las energías asignadas en el último programa horario final o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, más las correspondientes a la oferta, no deben superar el máximo disponible para la unidad de producción en cada período de programación. A estos efectos la potencia máxima de una unidad de producción se obtendrá teniendo en cuenta su potencia máxima registrada, las limitaciones a la posibilidad de ofertar enviadas por el operador del sistema y las indisponibilidades de las unidades físicas de que disponga el operador del mercado enviadas por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado, en el momento de presentación de la oferta.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado sobre indisponibilidades de unidades de producción, recibidas en el sistema de información del operador del mercado antes de la realización de la casación, determinarán que las correspondientes ofertas de venta no sean consideradas válidas y, en consecuencia, no serán incluidas en la casación.

14.7.2 Las horas ofertadas deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.

14.7.3 Los tramos incluidos en las ofertas de venta en cada hora deben tener precios estrictamente crecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios dentro de cada hora vacíos, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

14.7.4 La suma de las energías asignadas por cada período de programación en el último programa horario final o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, a las unidades de adquisición, menos las correspondientes a cada oferta de venta realizada por esa misma unidad, debe dar un resultado positivo o nulo.

14.8 EFECTOS

La presentación de la oferta produce los siguientes efectos, sin perjuicio de otros recogidos en estas Reglas.

14.8.1 VERIFICACIÓN DE LA OFERTA.

Las ofertas de venta presentadas por los vendedores serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

14.8.1.1 Verificación del estado de la sesión:

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de venta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

14.8.1.2 Verificaciones del agente que presenta la oferta de venta:

- Que el agente está dado de alta en el sistema del operador del mercado.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de producción o adquisición.
- Que el agente, en caso de los consumidores cualificados, comercializadores y distribuidores, y en su caso agentes externos, participó en la sesión correspondiente del mercado diario en la que se realizó la casación para los períodos horarios de programación para los que presenta oferta en el mercado intradiario.

14.8.1.3 Verificación de la unidad de producción o de adquisición:

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de venta que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de producción o de adquisición, respectivamente, por la que se presenta dicha oferta, están dados de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria y Energía o, en su caso, cumple con lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997.

14.8.1.4 Verificaciones de la adecuación de los datos de la oferta de venta con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción o en la base de datos del sistema de información del operador del mercado.

- Energía máxima a ofertar en un periodo horario de programación:

  El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de las ofertas de venta, que la energía ofertada por el vendedor para la unidad de producción, agregada a las energías ya asignadas en el programa diario viable y en los mercados intradiarios previos, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.

- Condición de variación de la capacidad de producción:

  El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta, que la máxima diferencia entre la producción de energía eléctrica que en la casación del mercado intradiario puede aceptarse a dicha unidad de producción en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos registrados en la base de datos del sistema de información del operador del mercado.

14.8.1.5 Verificación de la adecuación de los datos de la oferta de venta con la información de que dispone el operador del mercado enviada por el operador del sistema.

El operador del mercado comprobará, antes de la posible posterior aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada por el vendedor respeta las limitaciones puestas a disposición del operador del mercado por el operador del sistema al inicio de la sesión.

14.8.1.6 Verificación de la adecuación de los precios.

Verificar que los precios de las energías expresados en las ofertas no son ni inferiores a los mínimos ni superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en la base de datos del operador del mercado.

14.8.1.7 Verificación de la adecuación de los datos de la condición de ingresos mínimos.

Verificar que la oferta de venta no incorpora la condición de ingresos mínimos en el caso de que más del 50% de la energía haya sido ofertada a precio cero.

14.8.1.8 Verificación de la adecuación de los gradientes.

Verificar que los gradientes declarados en la oferta, no pueden superar los existentes para la unidad de producción en la base de datos del operador del mercado.

14.8.1.9 Verificación de la adecuación de la oferta con condición de energía máxima.

- Verificar que la oferta con condición de energía máxima no incorpora la condición de gradiente de carga.
- Verificar que la oferta con condición de energía máxima es la única oferta presentada para la unidad de oferta.

14.8.1.10 Verificación de las limitaciones establecidas en la Regla 14.7.

14.8.2 ACEPTACIÓN DE LA OFERTA.

Las ofertas de venta válidas presentadas por cada unidad de producción o adquisición devendrán firmes en el momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

14.8.3 CONFIDENCIALIDAD.

Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al sistema informático del operador del mercado, a custodiar las claves e instrumentos de acceso informático y a comunicar al operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

El operador del mercado y el operador del sistema mantendrán la confidencialidad de la información que el vendedor haya puesto a disposición de los mismos en la oferta, desde el momento de su presentación y durante un período de treinta (30) días desde el cierre de la sesión del mercado intradiario para la que fue presentada, en tanto en cuanto no se altere este plazo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27.2.d) del Real Decreto 2019/1997.

14.8.4 INFORMACION.

El operador del mercado informará a los vendedores de los siguientes extremos

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de venta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.

  Puesta a disposición de la información contenida en las ofertas en modo tal que los agentes del mercado puedan reproducir en sus sistemas informáticos el proceso de casación a partir del periodo de confidencialidad determinado.

- Verificación en los términos establecidos en estas Reglas de la oferta económica de venta de energía eléctrica que le haga el vendedor y comunicación automática del resultado de la verificación.

- Aceptación de la oferta económica de venta de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación.

14.8.5 INCLUSIÓN EN LA CASACIÓN.

El vendedor deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas Reglas.

REGLA 15ª- OFERTAS DE COMPRA.

15.1 SUJETOS

15.1.1 COMPRADORES.

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario, y aquellos agentes, de entre los habilitados, -distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados y en su caso agentes externos- para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario, que hubieran participado en la sesión del mismo sobre la que se abra sesión de mercado intradiario. Los citados titulares de ofertas de adquisición en el mercado diario, sólo podrán participar respecto de los períodos horarios de programación, comprendidos en la sesión del mercado intradiario, que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron.

15.1.2 OPERADOR DEL MERCADO.

Las ofertas de adquisición se presentarán al operador del mercado.

15.2 CLASES

Las ofertas de adquisición pueden ser simples y complejas, en razón de su contenido.

15.3 OBJETO Y CONTENIDO

15.3.1 OFERTAS SIMPLES.

Son las presentadas para uno o varios períodos horarios de programación con expresión de una cantidad y un precio, incluso cero, de un tramo de energía, pudiendo existir, para cada período horario de programación, hasta cinco tramos de adquisición de energía para una misma unidad de producción o de adquisición en el mercado intradiario.

15.3.2 OFERTAS COMPLEJAS.

Son las que, cumpliendo los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes.
Las limitaciones derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario sólo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas y no a las energías asignadas previamente en el programa viable definitivo y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

15.3.2.1 Condición de Variación de Capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga:

Los compradores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas de compra que los titulares de las unidades de producción o de adquisición presenten por cada una de ellas. La condición de gradiente de carga consiste en establecer para cada unidad de producción o de adquisición una diferencia máxima de variación de capacidad de producción o de disminución de la energía asignada, entre dos períodos horarios de programación consecutivos.

Esta condición se expresará en MW/minuto de subida o de bajada, o de arranque o parada, y su inclusión en el proceso de casación se realizarán de acuerdo con lo señalado en la Regla 16.3.2.1. Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquél introducido en la oferta de menor número identificativo correspondiente a la unidad.

El resultado de la casación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima de producción, o por el total de energía previamente asignada en el programa diario viable y en los mercados intradiarios previos en el período horario de programación a dicha unidad de producción o de adquisición respectivamente. Esta condición habrá de respetar, en todo caso, la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de producción, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los períodos horarios de programación.

15.3.2.2 Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de compra.

Los compradores pueden incluir en las ofertas de compra que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, ésta oferta sea eliminada.

15.3.2.3 Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de compra.

Los compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, el tramo sea eliminado de la casación en dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

Esta condición deberá estar a disposición de los agentes antes del 1 de octubre.

15.3.2.4 Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta.

Los compradores pueden incluir en las ofertas de compra que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no

resultar casado completamente en parte del horizonte de casación, el primer tramo, según lo hayan definido en su oferta, durante el número consecutivo de horas especificado en su oferta de compra, esta oferta sea eliminada.

15.3.2.5 Condición de energía máxima.

La condición de energía máxima es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de una oferta de compra para el horizonte de programación se refiere la oferta, determina que, si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior. Un valor cero indica que esta condición no debe ser considerada.

15.3.2.6 Condición de pagos máximos.

Los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de compra que presenten por una unidad de producción o de adquisición, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación, si produce como consecuencia de su aceptación unos pagos menores que el máximo, que se expresarán como una cantidad fija en pesetas o euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en pesetas o euros por kWh, con un máximo de tres o cinco decimales respectivamente.

La condición de pagos máximos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de compra que incorporen más del 50% de la energía al precio instrumental de las ofertas de compra (precio de 30 PTA/kWh.).

15.3.3 Podrán presentarse varias ofertas de compra para un mismo período horario de programación y una misma unidad de producción o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

15.4 LUGAR

Las ofertas de adquisición deberán presentarse en los servidores de información del operador del mercado por el medio electrónico que éste habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles serán alguno de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a través de líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que las instalen.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes del mercado de las modificaciones que incorpore en su sistema de información en cada momento.

Los vendedores realizarán la comunicación de sus ofertas de adquisición al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente estime necesarios para el envío de las ofertas.

15.5 TIEMPO

El operador del mercado determinará el momento inicial del período de presentación y aceptación de ofertas de compra y lo comunicará a los agentes. Las ofertas deberán recibirse antes del cierre del período de aceptación de ofertas. La hora de recepción será la que indique el sistema informático del operador del mercado en el momento de la recepción.

15.6 FORMATO

Las ofertas deberán tener el formato que se establece a continuación, en relación con el contenido de las mismas:

- Código de la unidad de producción o de adquisición.
- Número de la oferta. Será utilizado para referirse a esa oferta de entre el conjunto de ofertas de la unidad de producción o adquisición.
- Descripción de la oferta.
- Clase de oferta (C - Compra), que deberá ser necesariamente oferta de compra.

- Unidad monetaria. Pesetas o euros.

- Indicativo de sustitución en caso de error (S - Si, N - No). Si se indica "S" y la oferta no supera las validaciones correspondientes, sustituirá a la anterior oferta válida, si la hubiese.

- Tipo de ajuste:

- Oferta de adquisición de un distribuidor menor al 10% de sus adquisiciones en el mercado diario.

- Oferta de adquisición de un distribuidor mayor al 10% de sus adquisiciones en el mercado diario.

- Oferta de adquisición de un comercializador.

- Oferta de adquisición de un consumidor cualificado.

- Oferta de compra de una unidad de generación debido a:

  - Indisponibilidad sobrevenida después del cierre del mercado diario.

  - Pruebas que requieran descenso de carga.

  - Infactibilidad a las asignaciones del mercado diario e intradiarios anteriores.

- Oferta de compra libre.

- Descripción del tipo ajuste.

- Condición de pago máximo para esta oferta por la unidad de producción o de adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

  - Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o euros, sin que puedan incluirse decimales.

  - Término variable (TV), que permanecerá invariable para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o euros por kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales o cinco (5) decimales respectivamente.

- Gradiente de parada (MW/Minuto).

- Gradiente de arranque (MW/Minuto).

- Gradiente de bajada (MW/Minuto).

- Gradiente de subida (MW/Minuto).

- Mínimo técnico (MW).

- Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de compra.

- Energía máxima admisible por la oferta de compra en MWh.

- Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta de compra.

- Número de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casada.

Por cada tramo y período horario de programación:

- Fecha que cubre la oferta

- Hora que cubre la oferta

- Número de tramo de la oferta

- Cantidad de energía en MWh.

- Precio ofertado en PTA/kWh.

Dentro de la implementación actual del sistema informático SIOM, según está recogido en las presentes Reglas, todas las cantidades de energía en MWh con las que se puede interactuar en el mercado han de ser introducidas en números enteros, esto es, sin decimales. Esta restricción podrá ser modificada en un futuro, por el operador del mercado, siempre de acuerdo con el operador del sistema y previa notificación a los agentes del mercado, de manera que la aplicación permita la realización de transacciones de energía con un decimal, cambio que posibilitará a los agentes del mercado la realización de ofertas de compra y venta de energía en múltiplos de 100kWh. Este cambio se realizará dentro del año 1998.

15.7 LIMITACIONES A LA OFERTA

La presentación de ofertas está sometida a las siguientes limitaciones.

15.7.1 La suma de las energías asignadas en el último programa horario final más las correspondientes a la oferta, no superan el máximo indicado en el registro para la unidad de adquisición, en cada período de programación.

15.7.2 Las horas ofertadas deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.

15.7.3 Los tramos incluidos en las ofertas de compra en cada hora deben tener precios estrictamente decrecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios dentro de cada hora vacíos, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

15.7.4 La suma de las energías asignadas en el último programa horario final o en el programa viable definitivo en caso de ser el primer Intradiario, a las unidades de producción, menos las correspondientes a cada oferta de compra, debe dar un resultado mayor o igual que el mayor de los siguientes valores:

- Limitación del grupo por restricciones
- Limitación del grupo por indisponibilidad
- Cero

15.8 EFECTOS

La presentación de la oferta produce los siguientes efectos, sin perjuicio de otros recogidos en estas Reglas.

15.8.1 VERIFICACIÓN DE LA OFERTA.

Las ofertas de compra serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

15.8.1.1 Verificación del estado de la Sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de compra en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

15.8.1.2 Verificaciones del agente que presenta la oferta de compra.

- Que el agente está dado de alta en el sistema del operador del mercado.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de producción o adquisición.
- Que el agente, en caso de los consumidores cualificados, comercializadores, distribuidores, y, en su caso agentes externos, participó en la sesión correspondiente del mercado diario en la que se realizó la casación para los periodos horarios de programación para los que presenta oferta en el mercado intradiario.

15.8.1.3 Verificación de la unidad de producción o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de producción o de adquisición respectivamente, por la que se presenta dicha oferta están dados de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria y Energía o, en su caso, cumple con lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997.

15.8.1.4 Verificaciones de la adecuación de los datos de la oferta de adquisición con la información contenida en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados en cuanto a la energía máxima a comprar en un período horario de programación.

El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de la oferta, que la

energía que el comprador demanda es inferior o igual que la que podría demandar conforme a los datos del Registro. A estos efectos se calculará la energía máxima como la suma de todas las energías asignadas en el programa diario viable y en las sesiones del mercado intradiario previas.

15.8.1.5 Verificación de la adecuación de los datos de la oferta de venta con la información contenida en la base de datos del sistema de información del operador del mercado en cuanto a la condición de variación de la capacidad de producción.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta que la máxima diferencia entre la producción de energía que la casación del mercado intradiario pueda aceptar a dicha unidad de producción, en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción con respecto a los datos registrados en la base de datos del sistema de información del operador del mercado.

15.8.1.6 Verificación de la adecuación de los datos de la oferta de compra con la información de que dispone el operador del mercado enviada por el operador del sistema.

El operador del mercado comprobará, antes de la posible posterior aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada por el comprador respeta las limitaciones puestas a disposición del operador del mercado por el operador del sistema al inicio de la sesión.

15.8.1.7 Verificación de la adecuación de los precios.

Verificar que los precios de las energías expresados en las ofertas no son ni inferiores a los mínimos ni superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en la base de datos del operador de mercado.

15.8.1.8 Verificación de la adecuación de los datos de la condición de pagos máximos.

Verificar que la oferta de compra no incorpora la condición de pagos máximos en el caso de que más del 50% de la energía haya sido ofertada al precio instrumental de 30 PTA/kWh.

15.8.1.9 Verificación de la adecuación de los gradientes.

Verificar que los valores de los gradientes declarados en la oferta, no pueden superar los existentes para la unidad de producción o de adquisición en la base de datos del operador del mercado.

15.8.1.10 Verificación de la adecuación de la condición de energía máxima.

- Verificar que la oferta con condición de energía máxima no incorpora la condición de gradiente de carga.
- Verificar que la oferta con condición de energía máxima es la única oferta presentada para la unidad de oferta.

15.8.1.11 Verificación de las limitaciones contenidas en la Regla 15.7.

15.8.2 ACEPTACIÓN DE LA OFERTA.

Las ofertas válidas presentadas por cada unidad de producción o de adquisición devendrán firmes en el momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

15.8.3. CONFIDENCIALIDAD.

Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al sistema informático del operador del mercado, a custodiar las claves e instrumentos de acceso informático y a comunicar al operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

El operador del mercado y el operador del sistema mantendrán la confidencialidad de la información que el comprador haya

puesto a disposición de los mismos en la oferta, desde el momento de su presentación y durante un periodo de treinta (30) días desde el cierre de la sesión del mercado intradiario para la que fue presentada, en tanto en cuanto no se altere este plazo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27.2. d) del Real Decreto 2019/1997.

15.8.4 INFORMACIÓN.

El operador del mercado informará a los compradores de los siguientes extremos

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de adquisición de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.
- Puesta a disposición de la información contenida en las ofertas en modo tal que los agentes del mercado puedan reproducir en sus sistemas informáticos el proceso de casación a partir del periodo de confidencialidad determinado.
- Verificación en los términos establecidos en estas Reglas de la oferta económica de adquisición de energía eléctrica que le haga el comprador y comunicación automática del resultado de la verificación.
- Aceptación de la oferta económica de adquisición de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación.

15.8.5 INCLUSIÓN EN CASACIÓN.

El comprador deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas Reglas, así como el suministro de la energía adquirida y el pago de la misma.

REGLA 16ª- PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

16.1. ELEMENTOS BÁSICOS DEL PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN EN EL MERCADO INTRADIARIO

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada comprador y vendedor de producción para cada período horario de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, de realizar ofertas complejas.

Sólo serán incluidas en el algoritmo de casación las características de las ofertas complejas contempladas en las presentes Reglas. A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por algoritmo de casación al conjunto ordenado y finito de operaciones matemáticas que permite obtener en cada período horario de programación el precio marginal. Dicho precio se corresponde con la última oferta de venta de energía eléctrica para atender total o parcialmente las ofertas de adquisición a un precio igual o superior al precio marginal.

La casación podrá realizarse por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurran ofertas simples y complejas, de acuerdo con lo que se establece en esta Regla. En todo caso, los criterios de asignación de producción y demanda de energía eléctrica y de fijación del precio marginal en los casos de indeterminación serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

16.2. CASACIÓN SIMPLE

El operador del mercado obtendrá los precios marginales para cada uno de los períodos horarios de programación del mismo horizonte de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada período horario de programación entre las ofertas de venta y de adquisición por medio de una casación simple compuesta por las siguientes operaciones:

16.2.1 Determinación de la curva de oferta agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio ascendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de venta de energía, con independencia de la unidad de producción o adquisición a la que corresponden.

16.2.2 Determinación de la curva de demanda agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio descendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de compra de energía, con independencia de la unidad de producción o adquisición a la que corresponden.

16.2.3 Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta y de demanda agregadas y obtención para cada período horario de programación del precio marginal, correspondiente a la última oferta económica de venta cuyo precio sea igual o inferior al de la última oferta de adquisición atendida (total o parcialmente).

16.2.4 Asignación a cada vendedor, por cada oferta de venta de energía eléctrica que haya presentado en un mismo período horario de programación, de la energía eléctrica objeto de la oferta, siempre que el precio de dicha oferta de venta sea inferior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho período horario de programación y exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio.

16.2.5 Asignación a cada comprador, por cada oferta de compra de energía eléctrica que haya presentado en un mismo período de programación, de la energía eléctrica a adquirir durante ese período horario de programación, siempre que el precio de dicha oferta de compra sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho período horario de programación, y exista oferta de venta de energía eléctrica suficiente ofertada a dicho precio.

16.2.6 Al ser las curvas agregadas de producción y demanda de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar, dentro de alguno o algunos períodos horarios de programación de un mismo horizonte de programación, una indeterminación en el reparto de la energía eléctrica, que pueda corresponder a determinadas ofertas de compra o venta de dicha energía eléctrica. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas o de ambas, el operador del mercado procederá del modo siguiente:

- En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica que figuren en las ofertas económicas de venta de los vendedores cuyo precio coincida con el precio marginal del período horario de programación de que se trate.

- En el caso de exceso de demanda de adquisición de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica incorporadas en aquellas ofertas de adquisición cuyo precio coincida con el precio de la última oferta de adquisición aceptada.

- Para evitar descuadres debidos al redondeo tras la aplicación de las deducciones de energía en caso de exceso de oferta o demanda a precio marginal, se aplicará el siguiente procedimiento:

  1. Inicialmente, la energía total asignada tras el reparto que no corresponda con un valor entero se truncará al valor entero inferior.

  2. A continuación, se evalúa el descuadre D, producido (por diferencia con el total de la demanda aceptada en caso de que el reparto afecte a las ofertas de venta o con el total de la oferta asignada en caso de que el reparto afecte a ofertas de compra). El valor del descuadre indica el número de ofertas que deben incrementar su asignación en 1 MWh durante el período horario para corregir el descuadre.

  3. Finalmente se incrementa en 1 MWh la energía aceptada a un número D de ofertas que entraron en el reparto, eligiendo en primer lugar las que quedaron con un valor residual más elevado tras el truncamiento al valor entero inferior. Ante igualdad de este valor se elegirán las ofertas con mayor energía asignada. En caso de nueva igualdad, se elegirán las ofertas que hayan sido presentadas con anterioridad.

16.2.7 Si en el punto de intersección de las curvas agregadas de demanda y oferta, no coincidiesen los precios de la última unidad de energía aceptada de venta y adquisición, (lo que es equivalente a que las curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de oferta), el operador del mercado aplicará el mismo criterio que se utiliza en el mercado diario, pudiendo adoptarse un criterio diferente para el mercado intradiario si la experiencia así lo aconseja.

16.3. PROCEDIMIENTO DE CASACION CUANDO CONCURRAN OFERTAS DE VENTA SIMPLES Y COMPLEJAS

Si concurren ofertas simples y complejas de adquisición y venta de energía eléctrica en un mismo horizonte de programación, el operador del

mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas como se indica en los apartados siguientes.

16.3.1. BÚSQUEDA DE UNA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA.

Esta búsqueda tiene por objeto encontrar una solución que determine los precios marginales correspondientes a los períodos horarios de programación del horizonte de programación y una asignación de energía eléctrica a cada una de las unidades de producción y adquisición que hayan presentado ofertas económicas de adquisición y venta de energía eléctrica en el período horario de programación de que se trate, y que cumpla las condiciones derivadas de las ofertas complejas para el mercado intradiario.

Para ello el operador del mercado aplicará el método de casación simple descrito en la cláusula anterior, al que se le incorporará como condición la obtención de una solución que cumpla con la condición de gradiente de carga. A este método se le denominará casación simple condicionada.

Para incorporar el tratamiento de las condiciones derivadas de las ofertas complejas en la búsqueda de la primera solución válida, el proceso comprenderá los siguientes pasos:

1. Se seleccionan todas las ofertas que se han presentado en la sesión del mercado intradiario.

2. Se realiza una casación simple con todas las ofertas seleccionadas, incorporando la restricción de gradiente de carga y la condición de aceptación completa en cada hora del primer tramo.

3. Se comprueba si todas las ofertas asignadas en la casación simple cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo.

4. Se seleccionan todas las ofertas que no cumplen dicha condición y se ordenan según se establece en el punto 16.3.2.2, retirándose de la casación la última oferta. Con el conjunto de ofertas restante se repite el paso 2.

5. Cuando se ha comprobado que todas las ofertas aceptadas cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo, se repiten los pasos 2 a 4 del proceso con las condiciones de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero energía máxima e ingresos mínimos/pagos máximos, sucesivamente.

En el momento actual, la implementación informática del algoritmo permite la existencia en la solución válida de ofertas de venta y compra de una misma unidad que en un período determinado se autocasen (ambas se incluyan en la solución), incluso en el caso de que una de ellas marque precio en el mercado. Antes del 30 de septiembre de 1998 se modificará el algoritmo para que impida la posibilidad de que debido a lo anterior, se altere el precio del mercado, procediéndose en los casos en que, como consecuencia del cruce de curvas de demanda y oferta en un período, existan ofertas autocasadas, a eliminar dichas ofertas de la casación en el período en cuestión.

16.3.2 COMPROBACIÓN DE LAS CONDICIONES INCORPORADAS EN LAS OFERTAS PARA LA OBTENCIÓN DE LA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA.

16.3.2.1 Condición de gradiente de carga.

16.3.2.1.1 Criterios generales

La condición de gradiente de carga tiene por objeto la limitación de la asignación del volumen de carga correspondiente a una oferta de compra o venta de una unidad de producción o adquisición cuando la variación de energía entre dos periodos horarios de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

A los efectos de esta Regla se denomina energía agregada de una unidad de producción o adquisición a la suma de las energías asignadas en virtud del programa diario viable y mercados intradiarios previos a la sesión actual de dicho mercado más la energía asignada en el proceso de casación de la citada sesión actual del mercado intradiario.

Los criterios fundamentales que se aplican en la comprobación de la condición de gradiente son los siguientes:

- La declaración de gradiente es opcional. Un valor de gradiente igual a cero en la oferta se interpreta como renuncia al uso de esta condición compleja.
- Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de oferta, de arranque/subida y de parada/bajada cuando la unidad incremente/reduzca su programa en dos periodos consecutivos.

- El incremento o reducción de la potencia durante cada hora se considerará siempre lineal.

- La comprobación de la condición se realizará analizando en primer lugar cada uno de los periodos horarios en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo horario en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación anterior) y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo horario de programación en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación posterior).

- Durante la comprobación de la condición de gradiente no se modifica ninguna asignación de energía realizada previamente en el mercado diario, sino solamente las ofertas que se presenten en la sesión del mercado intradiario.

- En todo caso el operador del mercado asignará al titular de una unidad de producción o adquisición que incorpore a las ofertas de venta o compra la condición de gradiente, una cantidad de energía inferior a la expresada en una oferta de compra o de venta, que la que le hubiere correspondido de no haber incorporado dicha condición.

16.3.2.1.2 Procedimiento

Siguiendo los criterios expuestos en los párrafos anteriores, para comprobar la condición de gradiente, el operador del mercado seguirá el siguiente procedimiento:

a) Comprobación de la condición de gradiente en sentido horario. (Directo)

La casación realizada previamente para el primer período horario de programación del horizonte de programación se estima válida inicialmente y la energía se suma al programa asignado previamente en el programa diario viable y mercados intradiarios previos configurando la energía agregada para el primer período de programación, estableciendo para la unidad de producción como potencia final de dicho periodo horario de programación el valor de la energía asignada.

A continuación el operador del mercado comprueba para cada unidad de producción y adquisición, si la energía agregada en el segundo período horario de programación es mayor o menor que en el primer período horario de programación:

- Si existe alguna unidad de producción o adquisición para la que la energía agregada del segundo periodo horario de programación es mayor y con una diferencia superior a la permitida por la condición de gradiente, en caso de que se haya asignado una oferta de venta en el segundo período horario, se reducirá la energía eléctrica objeto de la oferta de venta de esa unidad de producción para dicho período de programación hasta cumplir con el límite declarado. El operador del mercado realizará esta reducción eliminando tramos de ofertas económicas de venta a partir de las que sean más caras.

- Si existe alguna unidad de producción o adquisición para la que la energía agregada del segundo periodo horario de programación es menor y con una diferencia superior a la permitida por la condición de gradiente de bajada, en caso de que se haya asignado una oferta de compra en el segundo período horario, se reducirá la energía eléctrica objeto de la oferta de compra de esa unidad de producción para dicho período de programación hasta cumplir con el límite declarado. El operador del mercado realizará esta reducción eliminando tramos de ofertas económicas de compra a partir de las que sean más baratas.

El proceso se repite hasta que se cumple la condición de gradiente de carga de subida y bajada entre los dos primeros períodos de programación del horizonte de programación para todas las unidades, o bien, en los casos en que no se cumple la condición de gradiente, se retira toda la energía asignada en el mercado intradiario al segundo periodo horario de programación.

Al final del proceso se asigna la potencia final de hora según el siguiente criterio:

- Si la potencia final de hora de la hora anterior es igual o mayor que la energía casada en la hora anterior y la energía casada en la hora es superior a ambos valores, la potencia final de hora es igual a una valor tal de potencia que la semisuma del valor asignado entre las potencias final de hora, de la hora anterior y de la hora asignada, sea igual a la energía casada, siendo el valor inferior a la potencia máxima.

- Si la potencia final de hora de la hora anterior es menor o igual que la energía casada en la hora anterior y la energía casada en la hora es inferior a ambos valores, la potencia final de hora

es igual a una valor tal de potencia, que la semisuma del valor asignado entre las potencias final de hora, de la hora anterior y de la hora asignada, sea igual a la energía casada, siendo el valor superior a la potencia mínima.

- Si no hay ninguna asignación en un periodo de programación de mercado intradiario, y no se cumplen las condiciones anteriores por ser necesario superar el valor máximo o mínimo respectivamente, la potencia final de hora será el valor máximo o mínimo respectivamente.

- Si no se da ninguna de las tres situaciones anteriores, la potencia final de hora es igual a la energía casada en la hora.

Este proceso se repite para el resto de períodos horarios de programación del horizonte de programación, tomando como base la última casación realizada en el período horario de programación anterior.

El proceso previamente descrito será modificado con anterioridad al 30 de septiembre en los siguientes términos:

- En primer lugar se realiza la casación para la primera hora del horizonte utilizando todas las ofertas presentadas por cada unidad, de la cual se obtienen los valores horarios totales de energía para cada unidad en la hora 1 (E_1). En estos valores ya se ha contabilizado la energía agregada anteriormente definida.

- A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_1) y mínima (EN_1) admisibles para cada unidad en la hora 1. Para esta primera hora, EM_1 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 1, y EN_1 toma el valor de la potencia mínima.

- Se comprueba para cada unidad si E_1 está entre los valores obtenidos para EM_1 y EN_1. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad. Esto es:

  * Si E_1 es mayor que EM_1, se comprueba si se han aceptado ofertas "a subir" (de compra o de venta) a la unidad. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas "a bajar" (recompra o reventa) en esa hora, el nuevo valor de E_1 no pueda superar EM_1.

  * Si E_1 es menor que EN_1, se comprueba si se han aceptado ofertas de compra a la unidad. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas de venta en esa hora, el nuevo valor de E_1 no pueda ser inferior a EN_1.

  La forma de realizar dichas limitaciones a las ofertas de una unidad será empezando por las más caras, en los casos de venta, y empezando por las más baratas, en los casos de compra.

  Si se han realizado limitaciones a alguna unidad, se repite la casación en esa hora y se vuelven a comprobar las restricciones anteriores. Si es necesario realizar nuevas limitaciones, éstas se añaden a las que ya se hubieran impuesto en casaciones anteriores de la misma hora.

  Si no se han realizado limitaciones (bien por cumplimiento de restricciones de gradiente por todas las unidades, o bien por imposibilidad de solucionar el incumplimiento) se da la casación de la hora por válida temporalmente.

- Una vez en esta situación, y para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al final de la hora 1, de la siguiente forma:

  * Si la energía asignada en la hora 1 (E_1) es inferior al mínimo técnico, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige como gradiente ascendente (g_a) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (g_d) el de parada. En otro caso, se elige como g_a el gradiente de subida y como g_d el de bajada.

  * Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora 1 (PM_0 y PN_0) y al final de la hora 1 (PM_1 y PN_1) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía E_1 obtenido, esto es:

$$PN_0 = E_1 - g_a * 30 \qquad PM_1 = E_1 + g_a * 30$$
$$PM_0 = E_1 + g_d * 30 \qquad PN_1 = E_1 - g_d * 30$$

* Si PN_0 resulta inferior al mínimo ó PM_1 supera el máximo valor de potencia de la unidad oferente en la hora 1, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de PM_0 y PN_1. Los valores máximo y mínimo al final de la hora 1 (PM_1 y PN_1) se almacenan para uso posterior.

- Seguidamente, se realiza la casación para la hora 2, obteniéndose para cada unidad un valor E_2 de energía final asignada en la hora 2.

- A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_2) y mínima (EN_2) admisibles para cada unidad en la hora 2, de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_2 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 2, y EN_2 toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_2) y mínima (PN_2) al final de la hora 2, de la siguiente forma:

– Para calcular PM_2, se selecciona el valor de gradiente ascendente (g_a) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora 1 (PM_1) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

– Con el valor de gradiente seleccionado (g_a) se calcula $PM_2 = PM_1 + g_a * 60$. Si PM_2 supera a la potencia máxima para la unidad en la hora 2, se toma dicho máximo como nuevo valor de PM_2.

– Análogamente, para calcular PN_2, se selecciona un valor de gradiente descendente (g_d). Si a partir del valor de PN_1 se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora 2 con el gradiente de bajada (es decir, si $PN_1 - g_d * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

– Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_2 = PN_1 - g_d * 60$. Si PN_2 es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora 2, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_2.

Una vez obtenidos PM_2 y PN_2, se calcula EM_2 como el valor medio de PM_1 y PM_2, y EN_2 como el valor medio de PN_1 y PN_2.

- Se comprueba para cada unidad si E_2 está entre los valores obtenidos para EM_2 y EN_2. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora 2 hasta que no sea necesario o posible hacer más limitaciones.

- Con los valores E_1 y E_2 obtenidos para cada unidad de oferta que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al final de la hora 2 (P_2) tratando de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para P_2 será:

$$P_2 = E_1 + (E_2 - E_1) * 3/2$$

Si el valor de P_2 obtenido supera el máximo de la unidad para la hora 2, P_2 toma el valor de este máximo. Análogamente, si P_2 es inferior al mínimo de la unidad en la hora 2, se da a P_2 el valor de dicho mínimo.

- A continuación se realiza la casación para la hora siguiente (h) de la misma forma, sin tener en cuenta de momento restricciones de gradiente. Con los valores de energía obtenidos (E_h), se pasa a verificar si cada unidad cumple las restricciones de gradiente desde la hora anterior. Para ello, se evalúan los límites superior (EM_h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora h, y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_h) y mínima (PN_h) al final de la hora h, de la siguiente forma:

- Para calcular PM_h, se selecciona el valor de gradiente ascendente (g) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora anterior (P_{h-1}) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

- Con el valor de gradiente seleccionado (g) se calcula $PM_h = P_{h-1} + g * 60$. Si PM_h supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h, se toma dicho máximo con nuevo valor de PM_h.

- Análogamente, para calcular PN_h, se selecciona un valor de gradiente descendente (g). Si a partir del valor de P_{h-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora h con el gradiente de bajada (es decir, si $P_{h-1} - g_b * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

- Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_h = P_{h-1} - g * 60$. Si PN_h es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h.

  Una vez obtenidos PM_h y PN_h, se calcula EM_h como el valor medio de P_{h-1} y PM_h, y EN_h como el valor medio de P_{h-1} y EN_h.

* Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para la primera hora. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

* Una vez obtenida una casación para la hora h, que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (E_h). El valor de potencia al final de la hora h (P_h) se obtiene de la siguiente forma:

* Si P_{h-1} es superior o igual a E_{h-1} y E_h es superior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} + 2 * (E_h - P_{h-1})$.

* Si P_{h-1} es inferior o igual a E_{h-1} y E_h es inferior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia descendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} - 2 * (P_{h-1} - E_h)$.

  En los casos en los que no ha sido posible cumplir la restricción de gradiente, se calculará P_h de la forma siguiente:

  Si $E_h > E_{h-1}$ la potencia final de hora será el valor mínimo entre el límite máximo de la unidad de oferta y el valor calculado como $P_{h-1} + g * 60$.

  Si $E_h < E_{h-1}$ la potencia final de hora será el valor máximo entre el límite mínimo de la unidad de oferta y el valor calculado como $P_{h-1} - g * 60$.

* En otro caso, se fija el nivel de potencia P_h con el valor de E_h.

* Este proceso continúa hasta la última hora del horizonte de la sesión.

El operador del mercado conservará en sus archivos el valor de la potencia que corresponde a cada unidad de producción o adquisición al final de ese período horario de programación, de manera que pueda utilizar dicho valor para la comprobación de los gradientes de carga de subida y bajada en los procesos posteriores.

b) Comprobación de las condiciones de gradiente en sentido contrario al horario. (Inverso)

A continuación se repite la operación comenzando por el último periodo horario de programación y avanzando en sentido inverso, teniendo en cuenta que la energía asignada para cada oferta será la que resulte más limitada considerando la comprobación realizada en sentido directo e inverso.

Para ello, se estima válida la energía asignada en el último periodo horario de programación tras finalizar el proceso de

comprobación en sentido directo, estableciendo para la unidad como potencia inicial de dicho periodo horario de programación el valor de la energía asignada.

A continuación el operador del mercado comprueba para cada unidad de producción y adquisición, si la energía agregada en el penúltimo período horario de programación es mayor o menor que en el último período horario de programación:

- Si existe alguna unidad de producción o adquisición para la que la energía agregada del penúltimo período horario de programación es menor y con una diferencia superior a la permitida por la condición de gradiente, en caso de que se haya asignado una oferta de compra en el penúltimo período horario, se reducirá la energía eléctrica objeto de la oferta de compra de esa unidad para dicho período de programación hasta cumplir con el límite declarado. El operador del mercado realizará esta reducción eliminando tramos de ofertas económicas de compra a partir de las que sean más baratas.
- Si existe alguna unidad de producción o adquisición para la que la energía agregada del penúltimo período horario de programación es mayor y con una diferencia superior a la permitida por la condición de gradiente, en caso de que se haya asignado una oferta de venta en el penúltimo período horario, se reducirá la energía eléctrica objeto de la oferta de venta de esa unidad para dicho período de programación hasta cumplir con el límite declarado. El operador del mercado realizará esta reducción eliminando tramos de ofertas económicas de venta a partir de las que sean más caras.

El proceso se repite hasta que se cumple la condición de gradiente de carga de subida y bajada entre los dos últimos períodos de programación del horizonte de programación para todas las unidades, o bien, en los casos en que no se cumple la condición de gradiente, se retira toda la energía asignada en el mercado intradiario al penúltimo período horario de programación.

Una vez asignada la energía casada en la hora, se calcula la potencia inicio de hora con el mismo criterio descrito para la potencia final de hora en el punto 16.3.2.1.2.

El procedimiento descrito será modificado con anterioridad al 30 de septiembre en los siguientes términos

En primer lugar, se realiza la comprobación de gradientes de hora en hora, a partir de la última hora del horizonte hasta la primera. Los valores de energía (E_n) obtenidos para la última hora del horizonte (n) se dan definitivamente por válidos. Como valor de potencia al principio de la hora n (P_{n-1}) se toma el valor de E_n.

- A continuación se realiza la comprobación y, en caso necesario, nueva casación de las horas anteriores. Para cada una de ellas, se evalúan los límites superior (EM_h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites en la hora h a partir del valor asignado en la hora $h+1$. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

- Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora h, y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

- Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_{h-1}) y mínima (PN_{h-1}) al inicio de la hora h, de la siguiente forma:

– Para calcular PM_{h-1}, se selecciona el valor de gradiente descendente (g) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora h (P_h) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado por la unidad, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

– Con el valor de gradiente seleccionado (g) se calcula $PM_{h-1} = P_h + g * 60$. Si PM_{h-1} supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h, se toma dicho máximo con muevo valor de PM_{h-1}.

– Análogamente, para calcular PN_{h-1}, se selecciona un valor de gradiente ascendente (g). Si a partir del valor de P_h se puede obtener un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora $h-1$ con el gradiente de arranque (es decir, si $P_h - g_a * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

- Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_{h-1} = P_h - g * 60$. Si PN_{h-1} es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h.

  Una vez obtenidos PM_{h-1} y PN_{h-1}, se calcula EM_h como el valor medio de P_h y PM_{h-1}, y EN_h como el valor medio de P_h y EN_{h-1}. Si EM_h supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EM_h, y si EN_h es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EN_h.

- Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para en el proceso de ida. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

- Una vez obtenida una casación para la hora h, que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (E_h). El valor de potencia al inicio de la hora h (P_{h-1}) se obtiene de la siguiente forma:

- Si P_h es superior o igual a E_{h+1} y E_h es superior a P_h (esto es, se sigue una tendencia descendente hacia la hora siguiente), se obtiene $P_{h-1} = P_h + 2 * (E_h - P_h)$.

- Si P_h es inferior o igual a E_{h+1} y E_h es inferior a P_h (esto es, se sigue una tendencia descendente desde la hora anterior), se obtiene $P_{h-1} = P_h - 2 * (P_h - E_h)$.

  En los casos en los que no ha sido posible cumplir la restricción de gradiente, se calculará P_h de la forma siguiente:

  Si $E_h > E_{h+1}$ la potencia final de hora será el valor mínimo entre el límite máximo de la unidad de oferta y el valor calculado como $P_{h+1} + g * 60$.

  Si $E_h < E_{h+1}$ la potencia final de hora será el valor máximo entre el límite mínimo de la unidad de oferta y el valor calculado como $P_{h+1} - g * 60$.

- En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h-1} con el valor de E_h.

- Este proceso continúa hasta la primera hora del horizonte de la sesión.

16.3.2.2 Condición de Aceptación completa del Primer Tramo.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación, incluye la asignación de toda la energía del primer tramo de oferta.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de mayor a menor según el porcentaje de energía total aceptada para todo el horizonte de programación sobre la energía total correspondiente al primer tramo de la oferta creciente. En caso de igualdad de dicho porcentaje, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este último valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el sistema de información del operador del mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de menor porcentaje, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

16.3.2.3 Condición de mínimo número de horas consecutivas con toda la energía del primer tramo casada.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará si el resultado de la casación, en el momento de realizar la comprobación de dicha condición, incluye la asignación de energía en el tramo primero, aunque sea parcialmente, en un número de horas menor al parámetro especificado. En este caso, la condición se considerará como no cumplida.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de menor a mayor según el número de

horas consecutivas especificadas en la oferta. En caso de igualdad del número de horas, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el sistema de información del operador del mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de mayor número de horas, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

16.3.2.4 Condición de energía máxima admisible por oferta.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, el algoritmo se asegurará que la energía total asignada a la unidad oferente en la oferta en cuestión no excede en ningún caso el límite de energía máxima introducido por el agente.

El algoritmo irá asignando energía a la unidad oferente conforme a su oferta, período a período, empezando por el primero del horizonte de casación. En el momento en que la energía asignada en cualquier período, sumada a la de los anteriores, exceda de la cantidad máxima indicada, la energía asignada en el período en cuestión quedará limitada a la cantidad que cumpla que el valor total de energía asignada a la oferta en los períodos analizados hasta el momento, sea igual a la máxima admisible.

16.3.2.5 Tratamiento conjunto de las condiciones de ingresos mínimos y pagos máximos.

Para cada oferta se comprobará que el resultado de la casación, en el momento de realizar la comprobación de las condiciones de ingresos mínimos o pagos máximos no incluye ofertas de venta que incumplan la condición de ingresos mínimos u ofertas de adquisición que incumplan la condición de pagos máximos.

Se considera que una oferta de venta no cumple su condición de ingresos mínimos, si el valor de la expresión TFI + TVI * Etot, que representa los ingresos mínimos solicitados por la oferta, (donde TFI y TVI son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de ingresos mínimos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta de venta a lo largo del horizonte de programación) supera a la suma de términos Eh * Ph para todas las horas del horizonte de programación (siendo Eh la energía aceptada a la unidad para la hora h, y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los ingresos obtenidos por la venta de energía asignada a lo largo del citado horizonte de programación.

Se considera que una oferta de compra no cumple su condición de pagos máximos, si el valor de la expresión TFP + TVP * Etot que representa los pagos máximos solicitados por la oferta, (donde TFP y TVP son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de pagos máximos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta a lo largo del horizonte de programación) es menor que la suma de términos Eh * Ph para todas las horas del horizonte de programación (siendo Eh la energía aceptada a la unidad para la hora h, y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los pagos que debe realizar por la adquisición de energía asignada a lo largo del horizonte de programación.

Las ofertas de venta que no cumplen la condición de ingresos mínimos se retirarán de aquellas incluidas en la solución.

Las ofertas de compra que no cumplen la condición de pagos máximos, retirarán de aquellas incluidas en la solución.

16.3.3. Mejora sucesiva de la primera solución válida

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas económicas incluidas en la misma respetan todas las condiciones que hubieren incorporado, se inicia un proceso de búsqueda de la solución final, definiéndose como tal, aquella para la cual todas las ofertas incluidas en la casación cumplen sus condiciones complejas a los precios resultantes de la

casación y no existe ninguna oferta, entre las excluidas de la casación, que cumpla sus condiciones complejas con los citados precios. Este proceso se denomina "expansión".

Dicho proceso de búsqueda, tiene como objetivo que la suma de los márgenes de las ofertas de compra y venta que no han sido aceptadas y para las que dicho margen sea positivo, sea mínima o nula de acuerdo con la formulación que se desarrolla más adelante. El margen de una oferta de venta es la diferencia entre los ingresos que obtendría correspondientes al precio marginal y los ingresos declarados/pedidos en su oferta, ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de ingresos mínimos) o por la condición de ingresos mínimos (en el caso contrario). El margen de una oferta de adquisición es la diferencia entre la máxima cantidad a satisfacer declarada en su oferta,- ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de pagos máximos) o por la condición de pagos máximos (en caso contrario), -y los pagos correspondientes al precio marginal.

$$M(of) = \sum_{h=1}^{H}\sum_{t=1}^{T}\left[E(of,t,h) * PM(h)\right] - IMIN(of)$$

para ofertas de venta y

$$M(of) = PMAX(of) - \sum_{h=1}^{H}\sum_{t=1}^{T}\left[E(of,t,h) * PM(h)\right]$$

para ofertas de compra, donde:

E (of,t,h): Energía del tramo t de la oferta of que hubiere resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación PM (h)

IMIN (of): Una de dos alternativas:

- Ingreso mínimo solicitado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de ingresos mínimos.

- Ingreso que habría recibido la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

PMAX(of): Pago máximo declarado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de pagos máximos.

- Pago que habría realizado la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

M (of): Margen de la oferta.

Para todas las ofertas cuyo margen de ingreso M(of) sea positivo se calculará la variable TMI:

$$TMI = \sum_{of=1}^{U} M(of)$$

Cada vez que el operador del mercado haya casado una combinación de ofertas y ésta resulte válida, comprobará si el TMI de dicha combinación es inferior, superior o igual al TMI que existe para la mejor combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica conocida.

* Si el TMI es superior, el operador del mercado registrará la combinación de ofertas como probada y válida.

* Si el TMI es inferior, el operador del mercado seleccionará la nueva combinación de ofertas como la mejor identificada hasta ese momento.

* Si el TMI es igual, el operador del mercado elegirá la combinación que dé lugar a un margen medio más elevado para las ofertas de venta y adquisición casadas.

El proceso de búsqueda de la solución final estará limitado en tiempo, treinta (30) minutos y en número de iteraciones, tres mil (3.000), que el operador del mercado archivará en sus sistemas informáticos.

En caso de no encontrarse en el proceso ninguna solución que cumpla la condición de ser la solución final buscada, el programa dará como solución la que obtenga un valor de TM inferior. En este último supuesto el operador del mercado archivará en su sistema informático el número de iteraciones efectuado.

REGLA 17ª- RESULTADO DE LA CASACION DEL MERCADO INTRADIARIO

El operador del mercado comunicará al operador del sistema el resultado de la casación del mercado intradiario, así como el orden de precedencia económica de las unidades de oferta de venta y adquisición casadas, total o parcialmente, y no casadas, a efectos de la ejecución de los análisis de seguridad de red que sean pertinentes.

El operador del mercado establecerá, para cada período horario de programación del horizonte de programación de la sesión del mercado intradiario, el orden de precedencia económica de las ofertas de venta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica en dicho período horario de programación.

El operador del mercado establecerá, para cada período horario de programación del horizonte de programación de la sesión del mercado intradiario, el orden de precedencia económica de las ofertas añadiendo por orden ascendente en precio, las cantidades de energía eléctrica ofertadas con independencia de la unidad de producción a la que dichas cantidades correspondan.

Si de los citados análisis de seguridad de la red, resulta necesario aplicar el procedimiento a que se refiere la Regla 18ª, el operador del mercado incorporará a la casación el resultado del citado procedimiento de resolución de restricciones técnicas y comunicará a los agentes del mercado y al operador del sistema la casación definitiva del mercado intradiario y el programa horario final correspondiente.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada. Transcurrido un mes de la aceptación de estas Reglas, este criterio podrá ser revisado.

REGLA 18ª- RESTRICCIONES TECNICAS EN EL MERCADO INTRADIARIO

18.1 El operador del sistema, en caso de identificar alguna restricción que impida que el programa horario final que resultaría de la aplicación de la casación del mercado intradiario se realizase manteniendo los criterios de calidad, seguridad y fiabilidad que fuesen de aplicación, resolverá dicha restricción seleccionando, la retirada del conjunto de ofertas que resuelva las restricciones, sobre la base de la precedencia económica del mercado intradiario que le comunique el operador del mercado. El resultado después de retirar el conjunto de ofertas indicado, será siempre un programa en el que se verifique el equilibrio generación-demanda. El operador del sistema no considerará ninguna condición compleja de las ofertas en el proceso de resolución de restricciones técnicas.

El operador del sistema comunicará al operador del mercado el resultado de la resolución de restricciones técnicas para que el operador del mercado publique el programa horario final.

18.2 El orden de precedencia económica de las ofertas casadas, o casadas parcialmente lo formará el operador del mercado tomando como base los tramos de energía y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas.

REGLA 19ª- PROGRAMA HORARIO FINAL

19.1. A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por programa horario final, la programación establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de los sucesivos mercados intradiarios.

19.2. El programa horario final incorporará, para cada período horario de programación, los siguientes elementos:

1. El precio marginal de la energía eléctrica casada en cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario en las que el período horario de programación estaba incluido en el horizonte de programación.

2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de producción cuyas ofertas económicas de venta y adquisición de energía eléctrica hayan resultado incorporadas como resultado de la casación, una vez modificado, en su caso, por el operador del sistema, para evitar que existan restricciones técnicas.

3. Las características de los contratos formales de suministro o contratos bilaterales físicos de energía eléctrica realizados directamente entre consumidores cualificados y los productores comunicados en el mercado diario.

4. La cantidad de energía eléctrica demandada en cada periodo horario de programación, resultado de las ofertas económicas de venta y adquisición de energía eléctrica.

El operador del mercado comunicará a los agentes del mercado y al operador del sistema el contenido del programa horario final.

REGLA 20ª- SITUACIONES EXCEPCIONALES

20.1. Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

20.2. Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

20.2.1 FUERZA MAYOR.

Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la correspondiente sesión del mercado intradiario. A partir de ese momento y hasta la convocatoria de la siguiente sesión del mercado intradiario, el operador del sistema atenderá las ofertas de los agentes mediante el mecanismo de gestión de desvíos, que extenderá su horizonte de programación a los períodos horarios de la sesión del intradiario que ha sido suspendida, hasta el inicio del horizonte correspondiente a la siguiente sesión del mercado intradiario.

Si una vez abierta la sesión del mercado intradiario se presentan averías graves en los equipos informáticos o de comunicaciones del operador del mercado que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la sesión, comunicando al operador del sistema la información disponible para que éste pueda contemplarla en el mecanismo de gestión de desvíos que se convoque al efecto.

20.2.2 IMPOSIBILIDAD DE ENCONTRAR UNA SOLUCIÓN VÁLIDA.

Cuando no exista la posibilidad de encontrar una solución, como consecuencia de las condiciones técnicas y económicas de las ofertas complejas, el operador del mercado procederá a finalizar la sesión sin asignar ninguna cantidad de energía a ninguna de las ofertas de venta o adquisición presentadas.

20.2.3 INDISPONIBILIDAD DEL PROGRAMA DIARIO VIABLE.

Si el operador del sistema no hubiese publicado el programa diario viable definitivo, el operador del mercado podrá retrasar el inicio de la sesión correspondiente del mercado intradiario pudiendo incluir adicionalmente una reducción del horizonte de programación, o adoptar la decisión de anular la convocatoria de dicha sesión.

CAPITULO CUARTO

LIQUIDACIONES

REGLA 21ª- PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN

21.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LIQUIDACIÓN

21.1.1. ELEMENTOS DE LA DETERMINACION DEL PRECIO FINAL

Son operaciones para la determinación del precio final de la energía eléctrica las siguientes:

a) El establecimiento de los programas de energía eléctrica asignada a los vendedores y a los compradores que se relacionan a continuación:

- Programa base de casación resultante del mercado diario (PBC).
- Programa viable provisional resultante de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones técnicas (PVP).
- Programa viable definitivo resultante de la aplicación del procedimiento de asignación de servicios complementarios (PVD).
- Resultado de la casación del mercado intradiario.
- Programación horaria final, que es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa viable y de la casación del mercado intradiario que incluye la resolución de restricciones técnicas.
- Programas que resulten de la aplicación de mecanismos de gestión de desvíos y de la prestación de servicios complementarios.

b) La determinación de los precios o valoraciones económicas correspondientes a la energía eléctrica asignada a los vendedores y a los compradores en los mercados diario e intradiario o como consecuencia de la aplicación de mecanismos de gestión de desvíos y, en su caso, como resultado de la aplicación de los procedimientos de resolución de restricciones y del mercado de Servicios Complementarios y, en fin, el precio final de la energía, de acuerdo con el artículo 23 del Real Decreto 2019/1997.

c) La medición de la energía eléctrica en cada punto frontera en los términos del Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre de Puntos de Medida.

d) La medición de la respuesta de cada uno de los agentes a los requerimientos del operador del sistema como resultado del servicio complementario de regulación secundaria obtenida en el sistema en tiempo real.

e) La información de la indisponibilidad real de las unidades de producción a efectos de la retribución por garantía de potencia.

f) El cálculo por el operador del sistema de los coeficientes de pérdidas marginales por nodo.

21.1.2. DETERMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN CORRESPONDIENTE A LOS VENDEDORES COMO RESULTADO DE LA LIQUIDACIÓN

Los vendedores que operen en el mercado de producción de energía eléctrica percibirán por aquella energía no incluida en un contrato bilateral físico por cada unidad de producción y para cada período horario de programación una retribución o precio final que incorporará, en su caso, los siguientes elementos:

a) El precio marginal en el mercado diario de cada período horario de programación.

b) El coste de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas

c) La retribución de la garantía de potencia prestada efectivamente al sistema en el período horario de programación de que se trate.

d) La retribución por los servicios complementarios necesarios en el período horario de programación de que se trate.

e) El precio marginal del mercado intradiario de cada periodo horario de programación.

El operador del mercado realizará la liquidación del precio final de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado de producción de energía eléctrica por cada unidad de producción que haya resultado casada y despachada en cada período horario de programación.

De igual modo, el operador del mercado realizará una liquidación diaria para cada vendedor por medio de la agregación de las liquidaciones correspondientes a un mismo horizonte diario de programación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de producción y, en su caso, zona de regulación secundaria.

Mientras no se haya realizado la correspondiente medición en los términos establecidos en el Real Decreto de Puntos de Medida, la liquidación tendrá carácter provisional.

21.1.3. PRECIOS Y COSTES A CONSIDERAR EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los compradores que operen en el mercado de producción de energía eléctrica satisfarán, por la energía eléctrica efectivamente consumida que no sea objeto de un contrato bilateral físico, un precio final que podrá incorporar los siguientes elementos:

a) El precio obtenido de la casación de las ofertas de compra y venta en el mercado diario, el precio de las desviaciones derivadas de las restricciones técnicas incluidas en el programa diario viable y el precio obtenido de la casación en el mercado intradiario.

b) El coste de la garantía de potencia.

c) El precio obtenido de la casación de las ofertas en el mercado de servicios complementarios.

d) Las correcciones a que haya lugar como consecuencia de las desviaciones o alteraciones de la programación horaria final.

e) A efectos de los costes derivados de las pérdidas en la red se estará a lo dispuesto en el Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998.

El operador del mercado llevará un registro en el que anotará todas las adquisiciones de energía eléctrica que realice cada uno de los compradores que operen en el mercado de producción de energía eléctrica en cada periodo de liquidación y la cantidad que les corresponda pagar por las mismas.

El operador del mercado calculará el precio final de la energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 23 del Real Decreto 2019/1997, que corresponde satisfacer a cada comprador por medio de la agregación de los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica realizadas. El resultado de la citada agregación será objeto de la liquidación final para cada comprador. Esta liquidación tendrá carácter provisional mientras no se haya realizado la correspondiente medición en los términos del Real Decreto 2018/1997 de Puntos de Medida.

21.2. MERCADO DIARIO

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago, derivadas del mercado diario, para el horizonte diario de programación, correspondiente a dicha sesión de contratación:

21.2.1. DERECHOS DE COBRO

El vendedor cuyas ofertas económicas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya producción se asigne en cada periodo horario de programación a la unidad de producción de que sean titulares por el precio marginal fijado para el mismo.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCO\ (up, h) = EPDBC\ (up, h) * PMH\ (h)$$

Siendo:

DCO (up, h): Derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de producción up en la hora h.

EPDBC (up, h): Energía asignada a la unidad de producción up en la hora h en el mercado diario (PBC).

PMH (h): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PBC)

21.2.2. OBLIGACIONES DE PAGO

El Comprador tendrá una obligación de pago correspondiente al producto de la cantidad de energía eléctrica asignada en el mercado diario, por el precio marginal correspondiente a cada período horario de programación. La obligación del comprador para cada oferta de adquisición en la hora h será:

$$OPPDBC\ (ua, h) = ECPDBC\ (ua, h) * PMH(h)$$

siendo :

OPPDBC (ua, h): Obligación de pago de la unidad de oferta de adquisición ua en la hora h por la energía adcuirida en el mercado diario.

ECPDBC (ua, h): Energía asignada a la unidad de oferta de adquisición ua en la hora h en el mercado diario.

Este cálculo será provisional mientras no se hubieren incorporado los resultados de la medición que el operador del sistema comunique al operador del mercado y se calculará sin perjuicio de los demás componentes del precio final de la energía.

21.3. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento las solventará el operador del sistema, de acuerdo con el operador del mercado, de conformidad con el procedimiento por ambos establecido en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. En tanto no se hubiere adoptado el procedimiento antedicho las restricciones técnicas se solventarán de conformidad con las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema aplicables que se encuentren en vigor.

21.3.1. RECTIFICACIÓN DE ANOTACIÓN EN CUENTA DEL MERCADO DIARIO

El operador del mercado procederá a rectificar la anotación en cuenta provisional correspondiente a la oferta de venta que se hubiere

retirado de la casación para solventar las restricciones técnicas de conformidad con la siguiente fórmula:

$$OPPROP(up, h) = -[EPDBC(up, h) - EPDVP(up, h)] * PMH(h)$$

siendo:

OPPROP (up, h): Rectificación de la anotación en cuenta por la retirada de la casación en el PVP respecto al PBC de energía eléctrica de la unidad de producción up en la hora h.

EPDVP (up, h): Producción de energía eléctrica asignada a la unidad de producción up en la hora h en el (PVP).

21.3.2. DERECHOS DE COBRO

El operador del mercado determinará la retribución que corresponda percibir a los titulares de unidades de producción cuyas ofertas económicas de venta se hubieren incorporado para solventar las restricciones técnicas.

21.3.2.1 Cálculo del precio de la oferta para solventar restricciones técnicas

El operador del mercado calculará, a partir de las ofertas recibidas en el mercado diario, el precio al que se retribuirán las energías correspondientes a las unidades de producción que hayan solventado las restricciones técnicas.

La energía asignada en el mercado diario a la unidad de producción up en la hora h EPDBC (up,h) será la siguiente:

$$EPDBC(up,h) = \sum_{b=1}^{b_1} EBC(up,b,h)$$

siendo:

b_1: el número de tramos calculados en el programa base de funcionamiento.

La energía asignada en el programa viable provisional se define como:

$$EPDVP(up,h) = \sum_{b_1<b}^{b_2} EBC(up,b,h)$$

EBC (up,b,h): la energía correspondiente a la oferta de la unidad de producción up, en el tramo b, en la hora h en el mercado diario.

EPDVP(up,h): Energía asignada a la unidad de producción up en la hora h en el programa viable provisional.

b_2: número de tramos asignados en el programa diario viable provisional

A su vez, deben considerarse los siguientes conceptos:

TS(up,b,h): Precio de la oferta considerada como simple presentada al mercado diario por la unidad de producción up, en el tramo b, en la hora h.

TF(up): Termino fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up, presentada al mercado diario.

TV(up): Término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up, presentada en el mercado diario.

n: número de arranques efectuados en el día por la unidad de producción up, que surjan de la resolución de restricciones técnicas y que se hayan efectivamente realizado.

Para la posterior determinación de los derechos de cobro, el operador del mercado calculará los siguientes precios y costes:

$$POS(up,h) = \frac{\sum_{b=b_1+1}^{b_2} EBC(up,b,h) * TS(up,b,h)}{\sum_{b=b_1+1}^{b_2} EBC(up,b,h)}$$

$$POC(up) = n * TF(up) + \sum_h [EPDVP(up,h) - EPDBC(up,h)] * TV(up)$$

$$CMAX(up) = \max\left[POC(up), \sum_h POS(up,h) * (EPDVP(up,h) - EPDBC(up,h))\right]$$

Si CMAX(up) = POC(up), entonces:

igual para todas las horas.

En caso contrario,

POFR(up, h) = POS(up, h)

siendo:

POS(up,h): Precio medio de la oferta simple para la resolución de restricciones de la unidad de producción up en la hora h.

POC(up): Coste diario de la oferta compleja de la unidad de producción up para la resolución de restricciones técnicas.

CMAX(up): Mayor de los costes diarios de la energía de la unidad de producción up obtenido por aplicación de la oferta simple y de la oferta compleja.

POFR(up, h): Precio medio horario de la oferta por la energía eléctrica de la unidad de producción up en la hora h, calculado a partir de su oferta en el mercado diario y su número real de arranques por restricciones.

En tanto no entre en vigor el procedimiento de Resolución de Restricciones Técnicas a que se refiere la Regla 21, el operador del sistema comunicará al operador del mercado el valor de POFR(up, h) para cada una de las unidades de producción que resuelvan las restricciones técnicas de acuerdo con el Procedimiento o Norma de operación del Sistema vigente.

21.3.2.2 Cálculo de los derechos de cobro

El derecho de cobro de los titulares de las unidades de producción que entren en funcionamiento o aumenten la producción para solventar las restricciones técnicas será:

$$DCPROP(up,h) = [EPDVP(up,h) - EPDBC(up,h)] * POFR(up,h)$$

Siendo:

DCPROP(up,h): Derecho de cobro de la unidad de producción up, en la hora h, en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas.

En los casos en los que por situaciones extraordinarias el operador del sistema resuelva las restricciones mediante mecanismos de emergencia, el coste reconocido a la energía programada se estimará de acuerdo con lo indicado en la Regla 21.9 Procedimiento para situaciones excepcionales y de emergencia.

21.3.3 REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN QUE INCUMPLEN LAS ENERGIAS ASIGNADAS POR RESTRICCIONES TÉCNICAS.

Si la unidad de producción up no cumpliere en su totalidad el programa de energía que se le hubiere asignado para la resolución de restricciones técnicas, el operador del mercado calculará las siguientes anotaciones en cuenta de acuerdo con las fórmulas que a continuación figuran:

a) Rectificación de la anotación en cuenta por resolución de restricciones.

$$OPPROP(up,h) = -POFR(up) * [EPDVP(up,h) - EPDBC(up,h)]$$

b) Derechos de cobro

DCPROP(up,h)= POFR' (up) * [ERVP(up,h)-EPDBC(up,h)]

Siendo:

ER(up,h): Energía real medida correspondiente a la unidad de producción up en la hora h.

ERVP(up,h): Energía producida y reconocida a la unidad de producción up, en la hora h, por restricción técnica.

Se calcula el precio de la oferta correspondiente a la energía ERVP conforme a las fórmulas definidas anteriormente.

$$POS'(up,h) = \frac{\sum_{b=b_1+1}^{b_3} EBC(up,b,h) * TS(up,b,h)}{\sum_{b=b_1+1}^{b_3} EBC(up,b,h)}$$

$$POC'(up) = n * TF(up) + \sum_h [ERVP(up,h) - EPDBC(up,h)] * TV(up)$$

$$CMAX'(up) = \max\left[POC'(up), \sum_h POS'(up,h) * (EPDVP(up,h) - EPDBC(up,h)) \right]$$

siendo:

b_3: número de tramos correspondientes a la energía real medida en la unidad de producción.

Si CMAX'(up) = POC'(up), entonces:

$$POFR'(up,h) = \frac{POC'(up)}{\sum_h [EPDVP(up,h) - EPDBC(up,h)]}$$

igual para todas las horas.

En caso contrario,

POFR'(up, h) = POS'(up, h)

Cumpliéndose:

$$ERVP(up,h) = \sum_{b=1}^{b_3} EBC(up,b,h)$$

$$ERVP(up,h) = \min\{\max[ER(up,h), EPDBC(up,h)], EPDVP(up,h)\}$$

c) Derechos de cobro por valoración al precio marginal de la reducción de producción

El operador del mercado, para tener en cuenta los efectos económicos derivados del procedimiento general del cálculo de los desvíos producidos entre el programa horario final y los siguientes, así como entre éstos y la medición, valorará al precio marginal horario del mercado diario la energía no producida para la resolución de restricciones técnicas de acuerdo con las fórmulas siguientes:

DCPROP(up,h)= PMH(h)*[EPDVP(up,h)-ERVP(up,h)]

21.3.4. OBLIGACIONES DE PAGO DE LAS UNIDADES DE ADQUISICIÓN Y TITULARES DE CONTRATOS BILATERALES FÍSICOS

De forma transitoria, mientras no se establezca el procedimiento de asignación del coste de las restricciones a los agentes del mercado de producción que envíe las señales económicas adecuadas, los compradores y los titulares de los contratos bilaterales físicos vendrán obligados, por este concepto, a satisfacer la parte proporcional del sobrecoste derivado de las restricciones técnicas en proporción a la energía eléctrica asignada en el mercado diario de producción de energía eléctrica.

Las obligaciones de pago se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPPROP(ua,h) = \frac{ECPDBC(ua,h)}{\sum_{ua} ECPDBC(ua,h)} * \left[\sum_{up} DCPROP(up,h) + \sum_{up} OPPROP(up,h) \right]$$

siendo:

OPPROP (ua,h): Obligación de pago de la unidad de adquisición o contrato bilateral ua en la hora h.

ECPDBC(ua,h): Energía adquirida en el mercado diario por la unidad de adquisición o contrato bilateral ua en la hora h.

21.4. MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE REGULACIÓN SECUNDARIA

El operador del mercado calculará los derechos de cobro y las obligaciones de pago, respectivamente, de los vendedores y de los

compradores en el mercado de servicios complementarios de regulación secundaria según lo contemplado en las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema aplicables al caso que se encuentren en vigor. Dichos derechos de cobro y obligaciones de pago serán los que a continuación se detallan, salvo que los citados procedimientos sólo contemplen la asignación de banda de potencia, en cuyo caso las Reglas 21.4.2 y 21.4.3 quedarían sin efecto.

El operador del mercado referirá los cálculos por zona de regulación a la composición de dichas zonas que le comunicará el operador del sistema, de acuerdo con sus procedimientos y normas de operación.

21.4.1 BANDA DE POTENCIA EN REGULACIÓN SECUNDARIA

a) Derechos de cobro

Los titulares de las unidades de producción que hayan presentado ofertas para una banda de potencia en regulación secundaria tendrán un derecho de cobro que será igual a la banda de potencia asignada por el precio marginal resultante del proceso de casación del mercado de servicios complementarios a que se refieren las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema antes citados.

$$DCCFB(i,h) = P_{mB}(h) * B(i,h)$$

$$CFB(h) = \sum_i DCCFB(i,h)$$

siendo:

$P_{mB}(h)$: Precio marginal de la banda de potencia de regulación secundaria en la hora h.

B(i,h): Banda de la zona de regulación i asignada en el mercado de regulación secundaria en la hora h.

DCCFB (i,h): El derecho de cobro de la zona de regulación i en la hora h por su banda de potencia en regulación secundaria

CFB (h): Coste correspondiente a la banda de potencia en regulación secundaria del sistema

b) Obligaciones de pago

Las obligaciones de pago derivadas de los citados costes por la banda de regulación secundaria corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Las referidas obligaciones de pago se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPBS(i,h,j) = -k(i,h,j) * CFB(h)$$

siendo:

OPBS(i,h,j): Obligación de pago en la hora h por banda de regulación secundaria del:

Distribuidor i	si j=1
Comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Generación i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral	si j=5

k(i,h,j)=

K(h) * DD(i,h)	si j=1
K(h) * DC(n,h)	si j=2
K(h) * DCC(k,h)	si j=3
K(h) * GTZ(l,h)	si j=4
K(h) * DBL(m,h)	si j=5

siendo

$$K(h) = \frac{1}{\sum_i DD(i,h) + \sum_n DC(n,h) + \sum_K DCC(k,h) + \sum_l GFZ(l,h) + \sum_m DBL(m,h)}$$

y

DD(i,h): Demanda del distribuidor i en la hora h.

DC(n,h): Demanda del comercializador n en la hora h.

DCC(k,h): Demanda del cliente cualificado k en la hora h.

GFZ(l,h): Generación l fuera de zona en la hora h.

DBL(m,h): Demanda del contrato bilateral m en la hora h.

21.4.2. INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN EN EL PVD PARA DAR BANDA DE REGULACIÓN

a) Derechos de cobro

Cuando la asignación de una oferta lleve consigo un aumento de su energía programada, se generará un derecho de cobro que se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$DCVD(up,b,h) = EPDVD(up,b,h) * POFS(up,b,h)$$

donde:

DCVD(up,b,h): Derecho de cobro por la energía despachada a la unidad de producción up en el tramo b de su oferta en la hora h, necesaria para la obtención de banda de regulación secundaria.

POFS(up,b,h): Precio de la oferta por modificación del programa de producción de energía eléctrica de la unidad de producción up en el tramo b en la hora h necesaria para la obtención de banda de regulación secundaria o el precio marginal para ajustar generación a consumo.

EPDVD(up,b,h): Incremento de energía asignado a la unidad de producción up correspondiente al tramo b de su oferta en la hora h, necesaria para la obtención de banda de regulación secundaria.

b) Obligaciones de pago

Las obligaciones de pago corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, por los servicios complementarios incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Las referidas obligaciones de pago se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPRSS(i,h,j) = -k(i,h,j) * \sum_{up} \sum_{b} DCVD(up,b,h)$$

siendo:

OPRSS(i,h,j): Obligación de pago en la hora h por incremento de producción en el PVD del

Distribuidor i	si j=1
Comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Generación i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral	si j=5

21.4.3. REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL PVD PARA DAR BANDA DE REGULACIÓN

a) Obligaciones de pago

Cuando la asignación de una oferta lleve consigo una reducción de su energía programada, se incurrirá en una obligación de pago que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPVD(up,b,h) = EPDVD(up,b,h) * POFB(up,b,h)$$

donde:

OPVD(up,b,h): Obligación de pago por la energía a bajar de la unidad de producción up en el tramo b en la hora h necesaria para la obtención de banda de regulación secundaria.

POFB(up,b,h): Precio de recompra de la oferta a bajar por modificación del programa de producción de energía eléctrica de la unidad de producción up en el tramo b en la hora h, necesaria para la obtención de banda de regulación secundaria o el precio marginal para ajustar generación a consumo.

EPDVD(up,b,h): Reducción de la energía asignada a la unidad de producción up correspondiente al tramo b de su oferta en la hora h, necesaria para la obtención de banda de regulación secundaria.

b) Derechos de cobro

Los derechos de cobro corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Los referidos derechos de cobro se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$DCRSB(i,h,j) = -k(i,h,j) * \sum_{up} \sum_{b} OPVD(up,b,h)$$

siendo:

DCRSB(i,h,j): Derecho de cobro en la hora h por reducción de producción en el PVD del:

Distribuidor i	si j=1
Comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Generación i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral	si j=5

21.4.4. VARIACIÓN DEL COSTE POR FUNCIONAMIENTO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA EN TIEMPO REAL

El operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado, en el sistema informático de éste, la siguiente información procedente de la explotación en tiempo real, una vez verificada la exactitud de la misma:

$KA_i(h)$: Coeficiente de participación de la zona de regulación i en la reserva del sistema en la hora h.

RNTS(h): Reserva nominal total a subir del sistema en la hora h.

RNTB(h): Reserva nominal total a bajar del sistema en la hora h.

$TOFF_i(h)$: Ciclos en OFF de la zona de regulación i en la hora h, con excepción de aquellos que lo están por indicación del operador del sistema.

En los ciclos en los que la zona de regulación está en ACTIVO, INACTIVO, o EMERGENCIA el operador del sistema calculará los siguientes parámetros que pondrá a disposición del operador del mercado:

$RRSP_i(h)$: Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a subir asignada en la hora h.

$RRBP_i(h)$: Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a bajar asignada en la hora h.

$RRSN_i(h)$: Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a subir asignada en la hora h.

$RRBN_i(h)$: Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a bajar asignada en la hora h.

El operador del mercado calculará horariamente la penalización correspondiente a la zona de regulación i por los ciclos en que permanezca en OFF, de acuerdo con la siguiente formula:

$$CFO_i(h) = - KN * [KA_i(h) * RNTS_i(h) + KA_i(h) * RNTB_i(h)] * TOFF_i(h)$$

siendo:

$CFO_i(h)$: Penalización de la zona i por estado en OFF en la hora h.

KN: Coeficiente de penalización KN = 1,5

El operador del mercado calculará horariamente la variación del coste de la regulación secundaria efectivamente suministrada de acuerdo con el conjunto de fórmulas siguiente:

$$CFRR_i(h) = KP * [RRSP_i(h) + RRBP_i(h)]$$

donde:

$CFRR_i(h)$: Coste por reserva residual superior a la asignada.

KP: Factor de bonificación = 1,5

La penalización por reserva residual inferior a la asignada será:

$$CFI_i(h) = KN * [RRSN_i(h) + RRBN_i(h)]$$

CFI_i (h) tiene valor negativo por serlo $RRSN_i(h)$ y $RRBN_i$ (h)

El operador del mercado calculará y publicará horariamente para cada zona de regulación la variación del coste como resultado de la explotación en tiempo real. Para la zona i será:

$$VCF_i(h) = P_{mB} * \left[\frac{CFO_i(h) + CFRR_i(h) + CFI_i(h)}{TRCP(h)} \right]$$

y para el conjunto de la regulación:

$$VCF(h) = P_{mB} * \left[\frac{\sum_i (CFO_i(h) + CFRR_i(h) + CFI_i(h))}{TRCP(h)} \right]$$

donde:

TRCP(h): Nº de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora h.

Con anterioridad al 30 de septiembre el operador del mercado publicará para cada zona de regulación, además del término global $VCF_i(h)$, cada uno de los conceptos individuales que lo forman, comunicados por el operador del sistema, con objeto de poder hacer un seguimiento de la reserva residual que mantiene cada zona de regulación.

21.4.4.1 Variación del coste de la regulación secundaria por aumento de banda en tiempo real

a) Derechos de cobro

Las zonas de regulación con $VCF_i(h)>0$ tendrán un derecho de cobro cada hora h igual a:

$$DCVCF(h) = \sum_{i \text{ con } VCF_i(h) > 0} VCF_i(h)$$

b) Obligaciones de pago

Las obligaciones de pago corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, por los servicios complementarios que efectivamente se les presten, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Las referidas obligaciones de pago se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPDVCF(i,h,j) = -k(i,h,j) * DCVCF(h)$$

siendo:

OPDVCF(i,h,j): Obligación de pago por variación del coste de la regulación secundaria en tiempo real del:

Distribuidor i	si j=1
Comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Generación i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral	si j=5

21.4.4.2 Variación del coste de la regulación secundaria por disminución de banda en tiempo real

a) Obligaciones de pago

Las zonas de regulación con $VCF_i(h)<0$ tendrán una obligación de pago cada hora h igual a:

$$OPVCF(h) = \sum_{i \text{ con } VCF_i(h) < 0} VCF_i(h)$$

b) Derechos de cobro

Los derechos de cobro corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, por los servicios complementarios que efectivamente se les presten, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Los referidos derechos de cobro se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$DCDVCF(i,h,j) = -k(i,h,j) * OPVCF(h)$$

siendo:

DCDVCF(i,h,j): Derecho de cobro por variación del coste de la regulación secundaria en tiempo real del:

Distribuidor i	si j=1
Comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Generación i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral	si j=5

21.4.5. CÁLCULO, EN SU CASO, DE LAS MODIFICACIONES EN LOS PROGRAMAS DE ASIGNACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE REGULACIÓN SECUNDARIA.

Cuando la capacidad de regulación de una unidad de producción cuyo titular se obligue a prestar el servicio complementario de regulación secundaria quedare total o parcialmente indisponible para prestar este servicio, el operador del sistema podrá mantener el nivel establecido de regulación secundaria sustituyendo dicha unidad de producción, incluso solicitando nuevas ofertas, siendo los derechos de cobro y obligaciones de pago que calculará el operador del mercado los siguientes:

a) Derechos de cobro

Las unidades de producción cuyas nuevas ofertas sean elegidas generarán para sus titulares unos derechos de cobro que se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DCBSC\ (up,h) = B\ (up,h) * \max\ [P_{mB}\ (h)\ ,\ PBS\ (up,h)]$$

Siendo:

DCBSC(up,h): Derecho de cobro por banda de secundaria de la unidad de producción up en la hora h.

PBS(up,h): Precio de oferta por banda de regulación secundaria en la unidad de producción up en la hora h.

b) Obligaciones de pago

La obligación de pago de la unidad de producción up en la hora h por su indisponibilidad para dar el compromiso previamente adquirido es:

$$OPBSC(up,h) = -DCBCS\ (up,h)$$

Si hubiere otros sobrecostes ocasionados por la necesidad de modificar programas de energía de las unidades, éstos tendrán el mismo tratamiento que el que se da al resto de costes fijos de la regulación secundaria programado en la casación inicial.

21.5. MERCADO INTRADIARIO

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago para el horizonte diario de programación correspondiente a las sesiones de contratación del mercado intradiario.

21.5.1 DERECHOS DE COBRO

El vendedor cuyas ofertas económicas de venta hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya venta se asigne en cada período horario de programación a la unidad de producción, o de adquisición, de que sean titulares, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCI(u,h,s) = EPIBC(u,h,s) * PMHI(h,s)$$

siendo:

DCI(u,h,s): Derecho de cobro del vendedor en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de producción o de adquisición u, para la hora h, en la sesión "s".

EPIBC(u,h,s): Energía de venta asignada a la unidad de producción o de adquisición u, para la hora h en el mercado intradiario en la sesión "s" (PIBC).

PMHI (h,s): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión "s".

21.5.2. OBLIGACIONES DE PAGO

Para cada sesión de contratación el comprador tendrá una obligación de pago correspondiente al producto de la cantidad de energía eléctrica demandada en el mercado intradiario por el precio marginal correspondiente a cada período de programación. La obligación del comprador para cada oferta de adquisición en la hora h será:

$$OPI(u,h,s) = ECPIBC(u,h,s) * PMHI(h,s)$$

siendo:

OPI (u,h,s): Obligación de pago del comprador en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de adquisición o de producción u para la hora h en la sesión "s".

ECPIBC (u,h,s): Energía de compra correspondiente a la unidad de oferta de adquisición o de producción u para la hora h en la sesión "s".

21.6. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO INTRADIARIO

Las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del resultado de la casación del mercado intradiario, se solventarán de acuerdo con lo establecido en la Regla 18ª.

Si se produjeren situaciones que afectaran a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro con posterioridad a la publicación del programa horario final que solamente pudieren solucionarse modificando transacciones casadas en el mercado diario o en alguna sesión del mercado intradiario, se solucionarán aplicando mecanismos de tiempo real: gestión de desvíos, servicios complementarios y mecanismos de emergencia.

21.6.1 RECTIFICACIÓN DE LA ANOTACIÓN EN CUENTA DE OFERTAS DE VENTA DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN O DE ADQUISICIÓN RETIRADAS

El operador del mercado procederá a la rectificación de la anotación en cuenta provisional correspondiente a la oferta de venta que se hubiere retirado respecto de la casación previa para solventar las restricciones técnicas de conformidad con la siguiente fórmula:

$$OPIPROP (u, h, s)=ERVPIBC (u,h,s)* PMHI(h,s)$$

siendo:

OPIPROP (u,h,s): Obligación de pago por la retirada de la casación respecto al PIBC, sesión"s", de la oferta de venta de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h.

ERVPIBC (u,h,s): Energía eléctrica retirada de la oferta de venta de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h, respecto al PIBC sesión "s".

21.6.2 RECTIFICACIÓN DE LA ANOTACIÓN EN CUENTA DE OFERTAS DE COMPRA DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN O DE ADQUISICIÓN RETIRADAS

El operador del mercado procederá a la rectificación de la anotación en cuenta provisional correspondiente a la oferta de compra que se hubiere retirado respecto de la casación previa para solventar las restricciones técnicas de conformidad con la siguiente fórmula:

$$DCIPROP (u, h,s)= ERCPIBC (u,h,s)* PMHI(h,s)$$

siendo:

DCIPROP (u, h,s): Derecho de cobro por la retirada de la casación respecto al PIBC, sesión "s", de la oferta de compra de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h.

ERCPIBC (u, h,s): Energía eléctrica retirada de la oferta de compra de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h, respecto al PIBC sesión "s".

21.7. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE DESVÍOS PREVISTO EN EL ARTÍCULO 17 DEL REAL DECRETO 2019/1997

Descripción

El operador del mercado liquidará las transacciones efectuadas dentro del mecanismo de gestión de desvíos conforme a las Normas o

Procedimientos de la Operación del Sistema en vigor con la información comunicada por el operador del sistema.

El operador de mercado aplicará este procedimiento a las liquidaciones desde la entrada en vigor de estas Reglas y, en su caso, a los meses anteriores, siempre que el operador del sistema comunique al operador del mercado los datos necesarios y los agentes del mercado presten su conformidad.

Este procedimiento será de aplicación a los desvíos entre generación y consumo que hayan de gestionarse por mecanismos distintos de la utilización de servicios complementarios de regulación. El operador del sistema determinará en sus procedimientos la antelación mínima con que un desvío ha de ser comunicado para poder ser gestionado con este procedimiento.

Todo desvío previsto y comunicado por un agente será gestionado, y dará lugar a la rectificación de su programa con las consecuencias en la liquidación que se determinen con carácter general siempre que se convoque gestión de desvíos por el operador del sistema. Para el resto de los desvíos no constará la rectificación de su programa a efectos liquidatorios.

Si, conforme a las Normas y Procedimientos en vigor, el operador del sistema convoca ofertas para cubrir los desvíos, los titulares de unidades de producción y adquisición que han generado dichos desvíos deberán asumir los costes derivados del procedimiento de gestión de desvíos por las energías que sean aportadas o retiradas del sistema como consecuencia de los mismos.

Cada sesión "s" coincidirá con la publicación del resultado de la gestión de desvíos, debiendo quedar perfectamente identificados qué desvíos se han resuelto en cada sesión "s" y qué unidades de oferta los han resuelto, de modo que se haya restituido el equilibrio generación – consumo.

Los desvíos pueden ser tanto de generación como de demanda.
Dentro del procedimiento de operación para gestión de desvíos se distinguirán dos tipos de desvíos:

1) Los comunicados por los agentes del mercado, que son referidos a unidades de producción o de adquisición y que se identifican como:

   $DC^+(u,h,s)$: Energía aportada al sistema como desvío respecto a la programación anterior, en la hora h por la unidad de producción o de adquisición u en la sesión "s".

   $DC^-(u,h,s)$: Energía retirada del sistema como desvío respecto a la programación anterior, en la hora h por la unidad de producción o de adquisición u en la sesión "s"

2) Los estimados por el operador del sistema en el ejercicio de sus funciones y en aplicación de las normas y procedimientos que las regulan, que se identifican como:

   $DOS^+(h,s)$: Estimación de energía aportada al sistema como desvío respecto a la programación anterior en la hora h en la sesión "s" adicionalmente a la declarada por los agentes.

   $DOS^-(h,s)$: Estimación de energía retirada del sistema como desvío respecto a la programación anterior en la hora h en la sesión "s" adicionalmente a la declarada por los agentes.

Del procedimiento de gestión de desvíos en cada sesión "s" se obtiene un programa cuadrado en energía en el que se cumple que la suma de las energías de los desvíos de generación o consumo es igual a la suma de los redespachos de unidades de producción resultados del procedimiento.

$$\sum_u DC^+(u,h,s)+\sum_u DC^-(u,h,s)+DOS^+(h,s)+DOS^-(h,s$$

$$\sum_u PRD^+(u,h,s)+\sum_u PRD^-(u,h,s)$$

siendo:

$PRD^+(u,h,s)$: Energía aportada al sistema para resolución de desvíos correspondiente a la unidad de producción u, en la hora h y sesión "s".

$PRD^-(u,h,s)$: Energía retirada del sistema para resolución de desvíos correspondiente a la unidad de producción u, en la hora h y sesión "s".

Valoración

Las energías aportadas por las unidades de producción para resolver los desvíos se valoran a su precio marginal de venta. De igual forma las energías retiradas por las unidades de producción para resolver los desvíos se valoran a su precio marginal de compra.

La determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago de las unidades de producción, de adquisición o contratos bilaterales físicos como resultado del proceso de gestión de desvíos, no puede hacerse en firme en tanto no se conozcan los datos de los desvíos incurridos por los agentes. Es necesario por tanto conocer los datos de desvío medido, tal como se definen en la Regla 21.8.1.

Los desvíos resultado de la medición son los siguientes:

$D^+(i,h)$: Energía aportada al sistema como desvío medido respecto al programa horario final y posteriores, en la hora h, por la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i.

$D^-(i,h)$: Energía retirada del sistema como desvío medido respecto al programa horario final y posteriores, en la hora h, por la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i.

Y la diferencia positiva entre la suma de los desvíos estimados por el operador del sistema para la hora h y los desvíos reales DR(h) se calculará de la forma siguiente:

$$DR(h)= \sum_s DOS^+(h,s)+ \sum_s DOS^-(h,s)- (\sum_i D^+(i,h)+ \sum_i D^-(i,h))$$

si

$$\sum_s DOS^+(h,s)+ \sum_s DOS^-(h,s)>(\sum_i D^+(i,h)+ \sum_i D^-(i,h))$$

DR(h) = 0 en caso contrario.

A veces ocurrirá que DR(h) <> 0, es decir, la suma de los desvíos medidos es menor que la suma de los desvíos estimados por el operador del sistema.

En consecuencia, el procedimiento de valoración obedecerá a los siguientes principios:

1) Todos los desvíos de energía de las unidades de producción o de adquisición se valorarán al precio marginal del mercado diario.
   En el caso de desvíos comunicados por los agentes se generarán derechos de cobro y obligaciones de pago de acuerdo con lo establecido en la Regla 21.7.1.
   En el caso de desvíos medidos, se generarán derechos de cobro y obligaciones de pago de acuerdo con lo establecido en la Regla 21.8.1.

2) La diferencia entre la retribución a las unidades de producción que resuelven los desvíos, según el precio marginal de venta o de compra, y la valoración de dichas compras o ventas al precio marginal del mercado diario, da lugar a un sobrecoste que se repartirá entre los agentes causantes del desvío, tanto si éste ha sido previamente comunicado, como si se trata de un desvío conocido tras efectuar la correspondiente medición, y en proporción al valor absoluto del mismo. Todo ello de conformidad con lo establecido en las Reglas 21.7.2.b y 21.7.3.b.

21.7.1. VALORACIÓN A PRECIO MARGINAL DIARIO DE LAS ENERGÍAS APORTADAS O RETIRADAS DEL SISTEMA COMO DESVÍOS COMUNICADOS POR LOS AGENTES

Como consecuencia de la rectificación de la programación derivada de la declaración de los desvíos por parte de los titulares de unidades de producción o de unidades de adquisición, se producirán las rectificaciones de las anotaciones en cuenta siguientes:

a) En derechos de cobro

$$DCDC\ (u,h)= \sum_s DC^+(u,h,s) * PMH(h)$$

b) En obligaciones de pago

$$OPDC\ (u,h)= \sum_s DC^-(u,h,s) * PMH(h)$$

siendo:

DCDC (u,h): Rectificación del derecho de cobro de la unidad de producción u en la hora h por incremento de producción, o de la obligación de pago de la unidad de adquisición u por disminución de adquisiciones.

OPDC(u,h): Rectificación del derecho de cobro de la unidad de producción u en la hora h por reducción de producción, o de la obligación de pago de la unidad de adquisición u por incremento de adquisiciones.

21.7.2. ENERGÍA DE PROGRAMA DE GESTIÓN DE DESVÍOS APORTADA AL SISTEMA PARA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS

a) Derechos de cobro por venta de energía

Se derivarán para los titulares de las unidades de producción que vendan energía al sistema unos derechos de cobro que serán calculados de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$DCPRD(u,h) = \sum_{s} PRD^{+}(u,h,s) * PMRD(h,s)$$

PMRD (h, s): Precio marginal de venta para los incrementos de energía aportada al sistema correspondiente al procedimiento de gestión de desvíos en el programa elaborado en la sesión "s" para la hora h.

b) Obligaciones de pago por sobrecoste

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBSPRD(h) = \sum_{s} \sum_{u} PRD^{+}(u,h,s) * [PMRD(h,s) - PMH(h)]$$

y se reparte de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$K(h) = SBSPRD(h) * \frac{-1}{\sum_{s}\sum_{u} ABS(DC(u,h,s)) + \sum_{s} ABS(DOS(h,s))}$$

$$OPSDC(u,h) = K(h) * \sum_{s} ABS(DC(u,h,s))$$

$$L(h) = K(h) * ABS(DOS(h,s)) \frac{-1}{\sum_{i} ABS(D(i,h) + ABS(DR(h))}$$

$$OPSD(i,h) = L(h) * ABS(D(i,h))$$

$$OPSDR(i,h) = L(h) * ABS(DR(h)) * ABS(ER(i,h)) / \sum_{i} ABS(ER(i,h))$$

siendo:

OPSDC (u,h): Obligación de pago de la unidad de producción o de adquisición u en el procedimiento de gestión de desvíos en la hora h por el desvío declarado.

OPSD (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción, de adquisición o contrato bilateral físico i en el procedimiento de gestión de desvíos en la hora h por el desvío medido.

OPSDR (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción, de adquisición o contrato bilateral físico i en el procedimiento de gestión de desvíos en la hora h por la diferencia positiva entre el desvío estimado por el OS y el desvío real.

ER(i,h): Última energía programada de la unidad de producción, de adquisición o contrato bilateral físico i.

El sobrecoste tiene dos partes, es decir, el sobrecoste se repercutirá en primer lugar, entre las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados, así como a los titulares de contratos bilaterales físicos causantes del desvío en proporción al valor absoluto del mismo.

En segundo lugar, si el operador del sistema hubiere convocado un desvío distinto al declarado, el sobrecoste correspondiente se repercutirá en proporción al valor absoluto de los desvíos de los titulares de unidades de producción o de unidades de adquisición efectivamente desviadas. Si una parte del citado desvío distinto al declarado, estimado por el operador del sistema, resultare en una diferencia positiva respecto de los desvíos reales, el sobrecoste correspondiente a todos los agentes del mercado se repercutirá en proporción al último dato de su energía programada.

21.7.3 ENERGÍA DE PROGRAMA DE GESTIÓN DE DESVÍOS RETIRADA DEL SISTEMA PARA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS

a) Obligaciones de pago por recompra de energía

Las obligaciones de pago que se derivan para los titulares de las unidades de producción que disminuyan la energía puesta a disposición del sistema como resultado de aplicar el procedimiento de gestión de desvíos se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPPRD(u,h) = \sum_{s} PRD^{-}(u,h,s) * PRCRD(h,s)$$

donde:

PRCRD (h,s): Precio marginal de compra por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos en el programa elaborado en la sesión "s" para la hora h.

b) Obligaciones de pago por sobrecoste

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBBPRD(h) = \sum_{s} \sum_{u} PRD^{-}(u,h,s) * [PRCRD(h,s) - PM(h)]$$

y se reparte conforme a las fórmulas expresadas en el punto 21.7.2.b).

21.8. DESVÍOS ENTRE EL PROGRAMA HORARIO FINAL Y POSTERIORES Y LA MEDICIÓN

El operador del mercado calculará los desvíos por unidades de producción y por unidades de adquisición de energía eléctrica tomando como base la siguiente información que le suministre el operador del sistema una vez verificados los datos recibidos de los agentes.

a) Medición correspondiente a cada agente.

a.1) En el caso de las unidades de producción la medición se realizará en barras de central por cada unidad de producción de la que sean titulares.

a.2) En el caso de las unidades de adquisición la medición se realizará por cada punto de suministro de que sean titulares incrementando esta cantidad en las pérdidas derivadas de la red de transporte que le correspondan. Los consumidores cualificados deberán pagar, así mismo, las pérdidas incurridas en la red de distribución que les correspondan de acuerdo con lo indicado en el Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998.

b) Volumen de producción y adquisición de energía eléctrica contemplado en el programa horario final y de los que resulten de la aplicación de mecanismos de gestión de desvíos y de la prestación de servicios complementarios, desglosado por unidades de producción y por punto de suministro o, en su caso, por la agregación de puntos de suministro correspondientes a un mismo comprador.

c) El operador del mercado calculará el desvío como la diferencia entre el volumen de energía eléctrica determinada en la medición y el volumen de energía eléctrica citado en el párrafo anterior. El operador del mercado repercutirá el sobrecoste variable de la energía asignada en tiempo real a los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria y el coste fijo de la regulación terciaria, si la hubiere, en proporción al valor absoluto de los desvíos.

A estos efectos, el operador del mercado agregará los resultados de la medición y del programa final y posteriores para aquellas unidades de producción que se integren en una misma zona de regulación, descontando, en tal caso, la cantidad de energía eléctrica de regulación secundaria que dicha zona de regulación haya aportado efectivamente al sistema.

d) La liquidación del desvío la realizará el operador del mercado asignando a las unidades de producción incluidas en una zona de regulación, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación que preste servicios complementarios, así como a los titulares de contratos bilaterales físicos, el sobrecoste de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria en proporción al valor absoluto de su desvío. El desvío se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P(i,h) = PD(i,h) + PRD(i,h) + ETCS(i,h) + ETCB(i,h) + PI(i,h)$$

$$D(i,h) = ER(i,h) - (P(i,h) + ESCS(i,h) + ESCB(i,h))$$

$$DABST(h) = \sum_i ABS(D(i,h))$$

siendo:

P (i,h): Energía de programa de la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i.

PD (i,h): Programa correspondiente a la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i en el programa viable definitivo PVD.

PRD (i,h): Programa correspondiente a la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i en el procedimiento de gestión de desvíos. Este valor puede ser incrementar o total, en cuyo caso PD(i, h) se consideraría cero.

PI (i,h): Programa correspondiente a la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i por el conjunto de sesiones del mercado intradiario en las que se haya negociado la hora h.

D (i,h): Desvío de programa de la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i.

ER (i,h): Energía real medida correspondiente a la unidad de producción o de adquisición o zona de regulación i.

ETCS (i, h): Energía de regulación terciaria a subir asignada a la unidad de producción o zona de regulación i.

ETCB (i, h): Energía de regulación terciaria a bajar asignada a la unidad de producción o zona de regulación i.

ESCS (i,h): Energía de regulación secundaria a subir aportàda por la zona de regulación i.

ESCB (i,h): Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación i.

En una hora h para una zona de regulación i se considera el saldo en la hora, por lo que uno de los términos, ESCS(i) o ESCB(i), es igual a cero.

DABST: Suma de los valores absolutos de los desvíos de cada zona de regulación, unidad de oferta de adquisición o unidad de producción.

21.8.1 VALORACIÓN DE LOS DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO ASOCIADOS A LOS DESVÍOS.

La valoración de los derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes a la energía asociada a los desvíos la efectuará el operador del mercado al precio marginal horario del mercado diario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

a) Derechos de cobro

$$DCPTD(i,h) = D(i,h) * PMH(h)$$

$$\text{Si } D(i,h) > 0$$

siendo:

DCPTD (i,h): Derecho de cobro de la unidad de producción, oferta de adquisición o zona de regulación i en la hora h en la que es acreedor de energía respeto al conjunto programas.

b) Obligaciones de pago

$$OPPTD(i,h) = D(i,h) * PMH(h)$$

$$\text{Si } D(i,h) < 0$$

siendo:

OPPTD (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción, de adquisición o zona de regulación i en la hora h en la que es deudor de energía respeto al conjunto programas.

Como el mercado diario e intradiario están cuadrados en energía, se cumple en el conjunto del sistema que: A= B

siendo:

$$A = \sum_i (ESCS(i,h) + ESCB(i,h) + ETCS(i,h) + ETCB(i,h))$$

$$B = \sum_i D^+(i,h) + \sum_i D^-(i,h) = DESV_D + DESV_G$$

$$A*PMH(h)=B*PMH(h)$$

siendo:

$DESV_G$: Total desvíos de las unidades de producción o [illegible] as de regulación.

$DESV_D$: Total desvíos de las unidades de adquisición

$D^+(i,h)$: Desvíos positivos

$D^-(i,h)$: Desvíos negativos

Por lo tanto, valorados los desvíos al precio marginal horario del mercado diario se cumple que el conjunto de obligaciones de pago y derechos de cobro de los desvíos satisfaría, al mismo precio horario marginal, los derechos de cobro y obligaciones de pago de las energías de regulación secundaria y terciaria.

21.8.2 ENERGÍA DE REGULACIÓN SECUNDARIA APORTADA A SUBIR

a) Derechos de cobro por la energía aportada a subir

Los titulares de las unidades de producción a que se refiere el apartado 21.4.1 a que estén agrupados en una misma zona de regulación tendrán, además, si el operador del sistema les requiriera la prestación del servicio complementario de regulación secundaria en su parte variable, el derecho de cobro por la energía eléctrica que efectivamente suministren. A estos efectos el operador del sistema determinará, de acuerdo con lo establecido en las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor el precio de la energía eléctrica de sustitución a subir y a bajar y la cantidad de energía eléctrica correspondiente al citado término variable de dicho servicio complementario de regulación secundaria y los comunicará al operador del mercado.

El derecho de cobro de la zona de regulación i en la hora h por la energía de regulación secundaria aportada a subir se calculará según la siguiente formula:

$$DCESCS\ (i,h) = ESCS\ (i,h) * PTSCS\ (h)$$

siendo:

DCESCS (i,h): Derecho de cobro de la zona de regulación i en la hora h por la energía secundaria aportada a subir.

PTSCS (h): Precio de la energía de sustitución a subir en la hora h.

b) Obligaciones de pago por sobrecostes

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBESCS\ (i, h) = ESCS\ (i, h) * (PTSCS\ (h) - PMH\ (h))$$

siendo:

SBESCS (i, h): El sobrecoste de la energía secundaria a subir aportada por la zona i en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPESCS(i,h) = -SBESCS(i,h) * \frac{ABS(D(i,h))}{DABST}$$

siendo:

OPESCS(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía secundaria aportada a subir, de los sujetos enumerados en el apartado d) de esta Regla 21.8.

21.8.3 ENERGÍA DE REGULACIÓN SECUNDARIA APORTADA A BAJAR

a) Obligación de pago por la energía aportada a bajar

La obligación de pago, al precio de recompra, por la energía de regulación secundaria aportada a bajar se calcula de acuerdo a la siguiente formula:

$$OPESCB\ (i,h) = ESCB\ (i,h) * PTSCB\ (h)$$

siendo:

OPESCB (i,h): Obligación de pago por la energía secundaria aportada a bajar por la zona de regulación i en la hora h.

PTSCB (h): Precio de la energía de sustitución a bajar en la hora h.

b) Obligación de pago por sobrecostes

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

SBESCB (i, h) = ESCB (i, h) * (PMH (h) - PTSCB (h))

siendo:

SBESCB (i, h): El sobrecoste de la energía secundaria a bajar aportada por la zona i en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$\mathrm{OPESCB}(i,h) = \mathrm{SBESCB}(i,h) * \frac{\mathrm{ABS}(D(i,h))}{\mathrm{DABST}}$$

siendo:

OPESCB(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía secundaria aportada a bajar, entre los sujetos enumerados en el apartado d) de esta Regla 21.8.

21.8.4 ENERGÍA DE REGULACIÓN TERCIARIA APORTADA A SUBIR

La liquidación correspondiente a los servicios complementarios de regulación terciaria será consecuencia de la casación que realice el operador del sistema de acuerdo con las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema aplicables que se encuentren en vigor.

a) Derechos de Cobro por la energía aportada a subir

Los derechos de cobro de los vendedores que presenten ofertas en este mercado se calcularán como el producto del precio marginal de la energía eléctrica de regulación terciaria a subir por la cantidad de energía eléctrica asignada a subir respectivamente, a cada unidad de producción.

El derecho de cobro por la regulación terciaria asignada a subir por la unidad de producción i será:

DCETCS (i, h) = ETCS (i, h) * PTTCS (h)

siendo:

DCETCS (i, h): El derecho de cobro por la energía terciaria a subir aportada por la unidad de producción i en la hora h.

PTTCS (h): Precio de la energía de regulación terciaria a subir en la hora h, según resulta de las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor, determinado y comunicado por éste al operador del mercado.

En el caso en el que el operador del sistema solicitare ofertas de regulación terciaria por no haber cubierto las necesidades mínimas, las unidades de producción asignadas tendrán un derecho de cobro calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

DCPTCS(i,h) = PTC(i,h) * PTBTC(h)

siendo:

DCPTCS(i,h): Derecho de cobro por potencia de regulación terciaria asignada a la unidad de producción i en la hora h.

PTC(i,h): Potencia de regulación terciaria asignada por el operador del sistema en los casos en que las ofertas recibidas no cubriesen las necesidades mínimas.

PTBTC(h): Precio de la potencia de regulación terciaria PTC(i,h) asignada por el operador del sistema y comunicado al operador del mercado.

b) Obligaciones de pago por sobrecostes

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

SBETCS (i, h) = ETCS (i, h) * (PTTCS (h) - PMH (h)) + DCPTCS (i,h)

siendo:

SBETCS (i, h): El sobrecoste de la energía terciaria a subir aportada por la i en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPETCS(i,h) = -SBETCS(i,h) * \frac{ABS(D(i,h))}{DABST}$$

siendo:

OPETCS(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía de regulación terciaria aportada a subir, entre los sujetos enumerados en el apartado d) de esta Regla 21.8.

21.8.5 REGULACIÓN TERCIARIA A BAJAR

a) Obligaciones de pago por la energía aportada a bajar

Las obligaciones de pago por la regulación terciaria aportada a bajar por la unidad de producción i será:

$$OPETCB (i, h) = ETCB (i, h) * PTTCB (h)$$

siendo:

OPETCB (i, h): La obligación de pago por la energía terciaria a bajar asignada a la unidad de producción i en la hora h

PTTCB (h): Precio de recompra de la energía de regulación terciaria a bajar en la hora h, según resulta de las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor, determinado y comunicado por éste al operador del mercado.

b) Obligaciones de pago por sobrecostes

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBETCB (i, h) = ETCB (i, h) * (PMH (h) - PTTCB (h))$$

siendo:

SBETCB (i, h): El sobrecoste de la energía terciaria a bajar aportada por la zona i en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPETCB(i,h) = SBESTB(i,h) * \frac{ABS(D(i,h))}{DABST}$$

siendo:

OPETCB(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía de regulación terciaria aportada a bajar, entre los sujetos enumerados en el apartado d) de esta Regla 21.8.

21.9. PROCEDIMIENTO PARA SITUACIONES EXCEPCIONALES Y DE EMERGENCIA

En los casos en que por situaciones extraordinarias determinadas por el operador del sistema, éste requiera, para garantizar el suministro de energía eléctrica, que determinadas unidades de producción entren en funcionamiento, lo comunicará al operador del mercado así como la cantidad de energía eléctrica cuya producción se haya asignado a dichas unidades. A estos efectos se considerarán situaciones extraordinarias, entre otras, todas aquellas que impliquen una alteración del funcionamiento normal del mercado de producción, incluso la determinada por la inexistencia de ofertas suficientes, a juicio del operador del sistema, para los procedimientos de operación del mismo.
El operador del sistema informará al operador del mercado, a efectos de liquidaciones, de las causas y consecuencias de estas situaciones y de los procedimientos en que se hayan producido.

La valoración de estas energías asignadas por este procedimiento excepcional para garantizar el suministro, será:

a) Si se trata de un procedimiento de asignación de energía de regulación secundaria o de la aplicación de los procedimientos de asignación de servicios complementarios o gestión de desvíos posteriores al programa horario final, el precio a aplicar a las energías o a la banda de regulación asignadas será el resultante de multiplicar por 1,15, cuando se trate de energía a subir o banda, o por 0,85 cuando se trate de energía a bajar, el precio marginal correspondiente a las ofertas asignadas en dichos procedimientos

en las sesiones anteriores a la citada situación de emergencia o excepcional. En su defecto, se podrá utilizar el precio correspondiente del mismo día de la semana más próxima en las mismas condiciones de laboralidad.

b) Si la situación excepcional es distinta a la descrita en el apartado a) anterior, el precio a aplicar a las energías será el correspondiente a la oferta para el servicio complementario de regulación terciaria o en su defecto, la presentada en el mercado diario.

21.10. GARANTIA DE POTENCIA

21.10.1. ASIGNACIÓN DE INGRESOS A LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN

Tendrán derecho a obtener la retribución por garantía de potencia los titulares de las unidades de producción por las que estén obligados a presentar ofertas económicas de venta en el mercado de producción de energía eléctrica. Para ello será necesario que los titulares de las unidades de producción hayan acreditado para las mismas un funcionamiento de 100 horas equivalentes a plena carga durante los últimos cinco años.

La cuantía anual por garantía de potencia será el resultado del producto de 1,3 PTA/kWh por la demanda anual en barras de central.

La cuantía anual a repartir deberá tener en cuenta la retribución que percibirán los agentes a los que hace referencia el punto Tercero de la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El operador de mercado distribuirá mensualmente, de forma provisional, la cuantía anual por garantía de potencia en proporción a la demanda en barras de central calculada para dicho mes por el operador del mercado.

$$RGP(m)=1,3 * D_{bc}(m)$$

siendo:

RGP (m): Retribución por garantía de potencia correspondiente al mes m.

$D_{bc}(m)$: la demanda mensual en barras de central, exc ida la producción correspondiente al régimen especial ıe no acuda al mercado de producción y la proceden de los contratos de importación de Red Eléctrica de spaña, S.A.

El operador del mercado, una vez transcurrido el año natural correspondiente, efectuará una redistribución de las cuantías de las retribuciones mensuales por garantía de potencia de acuerdo a lo indicado en la citada Orden Ministerial de 29 de diciembre según la fórmula siguiente:

$$RGP(m) = 1,3 * \left(\sum_{m=1}^{12} D_{bc}(m) \right) \frac{D_{bcmx}(m)}{\sum_{m=1}^{12} D_{bcmx}(m)}$$

$$D_{bcmx}(m) = \sum_{h=1}^{h=nmx(m)} D_{bcx}(h,m)$$

siendo:

D_{bcmx} (m): Demanda en barras de central acumulada de las horas de máxima demanda del mes m fijadas en el Anexo I de la Orden Ministerial de 29 de diciembre.

D_{bcx} (h,m): Demanda en barras de central en la hora h del mes m incluida en el conjunto de nmx horas de máxima demanda fijadas en el Anexo I de la Orden Ministerial del 29 de diciembre.

nmx(m): Nº de horas del mes m incluidas en las 4.500 horas de máxima demanda en la media de los 5 últimos años según se establece en el anexo 1 de la citada Orden Ministerial.

La cuantía mensual se distribuirá en proporción al producto de dos factores:

- El coeficiente de disponibilidad de la unidad de producción.
- La potencia equivalente de la unidad de producción.

El cálculo de estos dos factores lo determinará el operador del mercado de acuerdo con la formulación siguiente:

COEFICIENTE DE DISPONIBILIDAD:

a) Grupos Térmicos:

$$Cd(i,m) = \frac{\frac{1}{h(m)} \sum_{h=1}^{h=nmx(h)} P_{NETD}(i,h,m)}{P_{NET}(i)}$$

siendo:

Cd (i,m): Coeficiente de disponibilidad del grupo térmico i en el mes m que se define como la potencia neta instalada, corregida con las posibles declaraciones de indisponibilidad presentadas al operador del sistema.

P_{NETD} (i,h,m): Potencia disponible neta del grupo i, la hora h, del mes m.

$$P_{NETD}(i,h,m) = P_{NET}(i) - Pind(i,h,m)$$

Pind (i,h,m): Potencia indisponible del grupo i en la hora h del mes m.

P_{NET} (i): Potencia neta instalada del grupo i, que es la potencia instalada en bornes de alternador declarada en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica disminuida en el coeficiente de consumos auxiliares Kc correspondiente al año 1997.

b) Grupos hidráulicos y de bombeo:

Para los grupos hidráulicos y de bombeo este valor será uno.

POTENCIA EQUIVALENTE:

$$P_{EQ}(i) = 1/2 * [P_{NET}(i) + P_{MLIM}(i)]$$

P_{MLIM} (i): Potencia media limitada del grupo i por disponibilidad de materias primas.

Cumpliéndose:

$$P_{EQ}(i) \leq P_{NET}(i)$$

a) Centrales térmicas:

P_{MLIM} (i) = P_{NET} (i) - Restricciones físicas de abastecimiento.

b) Centrales de bombeo:

$$P_{MLIM}(i) = P_{ITUR}(i) * 0{,}35$$

P_{ITUR} (i): Potencia instalada en turbinación en el grupo de bombeo i.

c) Centrales de bombeo mixto:

$$P_{MLIM}(i) = P_{ITUR}(i) * 0{,}35 + P_{MLIMN}(i,m)$$

$$P_{MLIMN}(i,m,j) = \frac{1}{5*NHM}\sum_{j=1}^{5} PRDBN(i,m,j)$$

P_{ITUR} (i): Potencia instalada en turbinación en el grupo de bombeo mixto i.

PRDBN(i,m,j): Producción neta con aportaciones naturales del mes m en el año j de los últimos 5 años naturales.

d) Centrales hidráulicas:

$$P_{MLIM}(i,m) = \frac{1}{5 * NHM}\sum_{j=1}^{5} PRDB(i,m,j)$$

PRDB (i,m,j): Producción neta del mes m en el año j de los últimos 5 años naturales

NHM: Número de horas del mes.

Reparto mensual:

$$CRGP(i,m) = Cd(i,m) * P_{EQ}(i).$$

$$IGP(i,m) = RGP(m) * \frac{CRGP(i,m)}{\sum_{i} CRGP(i,m)}$$

siendo:

IGP (i,m): Ingreso por garantía de potencia del grupo i el mes m.

CRGP (i,m): Coeficiente de reparto del grupo i el mes m.

Para los grupos de nueva instalación la remuneración por garantía de potencia se aplicará una vez comience su producción comercial

Estas instalaciones, durante los dos primeros años de funcionamiento, percibirán por garantía de potencia el 80% de la potencia equivalente de la unidad, correspondiéndole el 100% en los años sucesivos.

Durante el primer año su coeficiente de disponibilidad será el medio de las unidades de producción de igual tecnología.

La energía procedente del contrato de importación con EDF tendrá un derecho de cobro por la energía importada el mes m que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IGPIMP(m)=EIMP(m) * 1,3$$

siendo:

IGPIMP(m): Derecho de cobro por garantía de potencia correspondiente a la energía importada procedente del contrato de importación con EDF el mes m.

EIMP(m): Energía procedente de los contratos de importación suscritos por Red Eléctrica de España.

El operador del mercado calculará la retribución por garantía de potencia de acuerdo con las fórmulas incluidas en esta Regla 21.10.1. con efecto desde el día 1 de enero de 1998.

21.10.2. IMPUTACIÓN A LOS COMPRADORES DE LA GARANTÍA DE POTENCIA

El pago de la garantía de potencia se imputará a todos los distribuidores, comercializadores, a los consumidores cualificados, a los contratos de exportación de Red Eléctrica de España, S.A. suscritos con anterioridad al 31/12/97 y a los agentes externos que adquieran energía en el mercado de producción de energía eléctrica.

El operador del mercado imputará mensualmente el pago a los compradores relacionados en el párrafo anterior en proporción al valor de la energía adquirida durante las horas de mayor demanda a que se refiere la Orden Ministerial antes citada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGP(i,m) = [RGP(m) + IGPIMP(m)] * \frac{\sum_{h} VD(i,h)}{\sum_{i}\sum_{h} VD(i,h)}$$

siendo:

PGP(i,m): Los pagos asignados al comprador i en el mes m.

VD(i,h): Valor en pesetas de la energía adquirida por el agente i en la hora h, estando la hora h incluida entre aquellas a las que hace referencia el anexo 1 de la Orden Ministerial por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

21.11. MEDICIÓN

La medición entre instalaciones correspondientes a las actividades que integran el suministro de energía eléctrica se efectuará de acuerdo con el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, de Puntos de Medida y los procedimientos transitorios de medida que apruebe el Ministerio de Industria y Energía.

Será objeto de medición toda la energía eléctrica intercambiada en los puntos de conexión entre dos instalaciones correspondientes a actividades diferentes de las que integran el suministro de energía eléctrica y en los puntos de conexión entre las instalaciones de distribución.

Se entiende por punto de medida el lugar concreto de la red eléctrica donde se ubica el equipo de medida.

La energía eléctrica intercambiada en un punto de conexión podrá ser objeto de medición por un equipo de medida utilizado en dicho punto de conexión o estimada por varios equipos de medida.

El operador del sistema, de acuerdo con las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor, recibirá los valores horarios correspondientes a cada punto de medida y a cada punto de interconexión de los agentes del Sistema.

El operador del sistema enviará dichos valores al operador del mercado, una vez verificados y comprobados.

Estos valores podrán tener carácter firme o provisional.

El operador del sistema podrá modificar los valores cuantas veces resulte necesario para mejorar su calidad en función de las distintas estimaciones que el mismo realice.

El operador del sistema indicará al operador del mercado cuándo los valores son firmes y, por lo tanto, válidos para que éste practique las liquidaciones definitivas.

El operador del sistema enviará diariamente antes de las 11:00 horas los valores provisionales de que disponga referidos al día anterior, así como las modificaciones introducidas sobre valores anteriores.

El operador del sistema enviará los valores definitivos antes de las 11:00 horas del tercer día hábil del mes siguiente al correspondiente al de la liquidación mensual.

21.11.1. CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA ENTREGADA A LA RED DE TRANSPORTE

En cada frontera de producción el volumen de la energía eléctrica horaria entregada será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$G(i, j) = \sum_k C_k * eh(i,j,k)$$

siendo:

G (i, j): Energía eléctrica vertida por la unidad de producción i en el nudo j.

C_k: Parámetro correspondiente al equipo de medida k.

eh (i, j, k): Energía horaria correspondiente a la unidad de producción i en el nudo j y al equipo de medida k.

En cada nudo j el conjunto de energías vertidas a la red será:

$$GN(j) = \sum_i G(i,j)$$

siendo:

GN (j): La energía eléctrica entregada en el nudo j.

Igualmente:

$$GN(J) = \sum_i GT(i,j) + \sum_i GD(i,j)$$

siendo:

GT (i, j): Entregas de la unidad de producción i a la red de transporte en el nudo j.

GD (i, j): Entregas de la unidad de producción i a la red de distribución en el nudo j.

Se consideran producción las tomas de energía eléctrica procedentes de las importaciones.

21.11.2. CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA RECIBIDA DE LA RED DE TRANSPORTE

En las fronteras con la actividad de distribución o clientes el volumen de la energía eléctrica horaria recibida será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D(i, j) = \sum_k C_k * eh(i,j,k)$$

siendo:

D (i, j): Energía eléctrica demandada recibida por la unidad de adquisición i en el nudo j.

eh (i, j, k): Energía eléctrica horaria recibida por la unidad de adquisición i en el nudo j en el equipo de medida k.

El conjunto de las energías recibidas en el nudo j será:

$$DN(j) = \sum_i D(i,j)$$

Si una serie de valores fuere provisional el operador del sistema lo indicará al operador del mercado que lo hará constar en la liquidación mensual correspondiente.

21.12. PÉRDIDAS

El operador del sistema realizará la asignación y determinación de las pérdidas en la red de transporte tras calcular horariamente las mismas y los coeficientes de pérdidas en los nudos de la red de transporte.

El cálculo de las pérdidas incurridas en la red de transporte lo hará el operador del sistema por la diferencia entre el volumen de energía eléctrica medida en el punto de conexión de las unidades de producción con la red de transporte y el volumen de energía eléctrica medido en los puntos de conexión de la red de transporte con los distribuidores, comercializadores o, en su caso, consumidores cualificados.

Las pérdidas de la red de transporte se asignarán a todos los consumidores y, por lo tanto, deben asignarse, también, a los clientes con capacidad de elección y a los contratos bilaterales.

Las pérdidas de los comercializadores y consumidores cualificados y contratos bilaterales físicos se calcularán según el Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998

Las pérdidas de la red de transporte serán:

$$P = G - D - \sum_i TC(i) * (1 + K(i))$$

$$G = \sum_i \sum_j GT(i,j)$$

$$D = \sum_j DN(j)$$

siendo:

P: Pérdidas de la red de transporte, descontadas las que corresponden a los consumidores cualificados conectados directamente a la red de transporte.

G: Generación entregada en la red de transporte.

D: Demanda tomada de la red de transporte por la distribución.

TC(i): Consumo del consumidor cualificado i efectuado directamente desde la red de transporte.

K(i): Coeficiente de pérdidas correspondiente al nivel de tensión y período horario del consumidor cualificado i.

Los valores de la energía medida a los distribuidores en las barras de subestación traspasados a barras de central se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D'(i, j) = D(i, j) * (1 + P/D)$$

La energía realmente adquirida por el distribuidor y a liquidar por el operador del mercado será:

$$DD(i) = \sum_j D'(i,j) - \sum_j DCC(i,j) * (1 + K(j))$$

siendo:

DD(i): Demanda a liquidar al distribuidor i.

DCC(i,j): Demanda del cliente cualificado j en la zona del distribuidor i.

K(j): Coeficiente de pérdidas correspondiente al nivel de tensión y período horario del consumidor cualificado j.

El operador del sistema comunicará al operador del mercado los resultados de la asignación y determinación de las pérdidas en la red de transporte calculadas de acuerdo con lo establecido en la presente cláusula a los efectos de su inclusión en la liquidación.

21.13. CONTRATOS INTERNACIONALES SUSCRITOS POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.

21.13.1. CONTRATOS VIGENTES

Red Eléctrica de España, S.A. generará por los intercambios internacionales de importación asociados a los contratos a los que se refiere el apartado 3º de la Disposición transitoria novena de la Ley 54/1997 unos derechos de cobro que calculará el operador del mercado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DCUO(ui,h) = E(ui,h) * PFVE(h)$$

siendo:

DCUO(ui,h): Derecho de cobro por la energía importada de la unidad de oferta ui en la hora h

E(ui,h): Energía de la unidad de oferta de importación ui en la hora h

PFVE (h): Precio final de venta en el mercado de producción en la hora h.

Red Eléctrica de España, S.A. estará obligada a satisfacer por las ofertas de adquisición de energía eléctrica para exportación que realice como consecuencia de los contratos referidos en el apartado anterior, los pagos que calculará el operador del mercado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OPUO(ua, h) = E(ua, h) * PFCE(h)$$

siendo:

OPUO (ua, h): La obligación de pago por la unidad de oferta de exportación ua en la hora h.

E(ua,h): Energía de la unidad de oferta de exportación ua en la hora h

PFCE (h): Precio final de compra en el mercado de producción de energía eléctrica en la hora h.

El operador del mercado liquidará mensualmente a cada distribuidor una cantidad L (i, m) calculada del siguiente modo:

$$L(i, m) = L(m) \frac{VD(i, m)}{\sum_i VD(i, m)}$$

$$L(m) = SI(m) - CCs(m) + CCe(m)$$

$$SI(m) = \sum_h (PFVE(m, h) * E_i(m, h) - PFCE(m, h) * E_e(m, h))$$

$$CCs(m) = Ccsf(m) + Ccsv(m)$$

$$CCe(m) = CCef(m) + CCev(m)$$

siendo:

L (i, m): Liquidación correspondiente al distribuidor i el mes m.

VD (i, m): Valor de las compras de energía eléctrica del distribuidor i el mes m.

SI (m): Saldo económico de los intercambios internacionales de los contratos de Red Eléctrica obtenido en el mercado de producción.

Ei (m, h): Energía eléctrica final importada en la hora h del mes m.

Ee (m, h): Energía eléctrica final exportada en la hora h del mes m.

CCs (m): Coste para Red Eléctrica del contrato de importación el mes m.

CCe (m): Coste para Red Eléctrica del contrato de exportación el mes m.

Ccsf (m): Coste fijo del contrato de importación del mes m.

Ccsv (m): Coste variable del contrato de importación del mes m.

CCef : Coste fijo del contrato de exportación del mes m.

CCev : Coste variable del contrato de exportación del mes m.

21.13.2. DESVÍOS DE REGULACIÓN E INTERCAMBIOS DE APOYO

El operador del mercado llevará una cuenta de compensación de la energía eléctrica valorada al precio marginal horario del mercado diario, de los desvíos de regulación entre sistemas y de los intercambios de apoyo entre sistemas.

La liquidación de dichas cuentas, que efectuará mensualmente, se realizará de la misma forma que los superávit o déficit correspondientes a los contratos de Red Eléctrica de España, S.A.

21.14. LIQUIDACIONES

21.14.1 LIQUIDACIÓN DIARIA

Dentro de los tres días siguientes al día posterior al de celebración de la sesión de contratación, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado en los sistemas de información de éste la liquidación correspondiente a dicho horizonte diario de programación, con distinción de cada período horario de programación, así como la información sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la misma.

Tal liquidación se realizará de acuerdo con las normas recogidas en la presente Regla 21 y siempre que se hayan recibido las informaciones necesarias para ello.

Esta liquidación tendrá siempre carácter provisional.

21.14.2 LIQUIDACION MENSUAL

El operador del mercado practicará una liquidación con carácter mensual sobre la base de las liquidaciones diarias.

Las liquidaciones mensuales podrán ser provisionales o definitivas.

Se denomina liquidación provisional para un período de liquidación a aquella obtenida antes de haber finalizado éste, o bien, habiendo finalizado, si el operador del mercado no dispusiese de toda la información necesaria para permitir otorgar el carácter de definitiva a la misma o existiesen reclamaciones pendientes de resolución. Los motivos que configuran la provisionalidad de una liquidación son:

a) La realización de mediciones con carácter provisional.

b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.

c) La existencia de reclamaciones pendientes respecto de la liquidación.

d) La aparición, a posteriori, de valores erróneos en una liquidación considerada como definitiva, que no pudieron ser detectados en su momento por los agentes ni por el operador del mercado.

e) Cualquier otra causa determinante de insuficiencia o inexactitud en las informaciones necesarias para practicar la liquidación.

Expresamente, se hará constar la causa o causas que determinen la provisionalidad.

La liquidación mensual se considerará definitiva salvo que concurra alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores, en cuyo caso la liquidación será provisional. En todo caso, los cobros y pagos que correspondan a los agentes del mercado de acuerdo con la liquidación mensual se considerarán a cuenta de la liquidación definitiva.

21.15. RESOLUCIÓN DE INCIDENCIAS

Una vez el operador del mercado haya emitido la liquidación diaria o mensual, los agentes del mercado dispondrán de tres días hábiles para efectuar las reclamaciones referidas a dicha liquidación que estimen oportunas. Las reclamaciones las comunicará el agente del mercado al operador del mercado por alguno de los medios de los que dejen constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

El operador del mercado dispondrá de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, se estará a lo establecido en la Disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción eléctrica.

En tal caso y de acuerdo con lo establecido en la Regla 21.14.2, la liquidación efectuada se mantendrá, con carácter provisional, hasta la resolución firme de la reclamación.

CAPITULO QUINTO

SISTEMA DE CARGOS, ABONOS Y GARANTIAS

REGLA 22ª- PROCEDIMIENTO

22.1.- LIQUIDACION Y NOTAS DE ABONO Y CARGO

El operador del mercado, tras realizar la liquidación mensual a que se refiere la Regla 21.14, comunicará a los agentes del mercado que hubieren actuado como compradores o vendedores, por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción, las notas de cargo y abono provisionales para los pagos y cobros que respectivamente les corresponda realizar o percibir en cada período mensual de liquidación. El operador del mercado girará las citadas notas de cargo y abono al menos tres días antes de la fecha de cargos y abonos.

Junto a la nota de cargo y abono se incluirán todos los derechos y obligaciones del mercado de producción de energía eléctrica referidas a las unidades de producción y de adquisición.

No existiendo reclamaciones de las referidas en la Regla 21.15, resueltas las presentadas o, en fin expirando el plazo establecido en dicha Regla 21.15 el operador del mercado girará notas de cargo y abono definitivas.

En razón de lo establecido en la Disposición transitoria primera de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, y mientras no se configuren de modo completo y así sea comunicado por el Ministerio de Industria y Energía al operador del mercado los registros administrativos de los diferentes sujetos que desarrollan actividades eléctricas, las liquidaciones y notas de cargo y abono, mencionadas en el párrafo anterior, se harán considerando los subsistemas y empresas productoras recogidas en la resolución de la Dirección General de la Energía de 6 de febrero de 1990 y normas de actualización.

22.2.- CARACTERISTICAS DE LAS NOTAS DE CARGOS O ABONOS

El operador del mercado enviará a los agentes del mercado su correspondiente nota de cargo o abono en la que se hará constar, en su caso, los términos siguientes:

- Período mensual de liquidación
- Energía adquirida como comprador

- Precio final de la energía adquirida, articulo 23 Real Decreto 2019/1997
- Energía vendida como vendedor
- Precio final de la energía vendida, articulo 23 Real Decreto 2019/1997
- Saldo neto de cargo o abono
- Información sobre el Impuesto sobre el Valor Añadido
- Abono o ingreso correspondiente al agente del mercado
- Fecha y hora limite del pago
- Cuenta del operador del mercado en la que se deberá efectuar el pago
- Cuenta del agente del mercado en la que el operador del mercado efectuará el pago
- A efecto de liquidaciones de las actividades reguladas, el coste imputado por la energía adquirida en el mercado a efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 2017/97 de liquidaciones para los distribuidores.
- Asimismo informará a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, para sus funciones de información que tiene asignada en virtud del Artículo 8.1, función octava, de la Ley 54/1997.

22.3.- OBLIGACIONES PARA LOS AGENTES DEL MERCADO QUE RESULTEN COMO COMPRADORES.

El agente del mercado deberá ingresar la cantidad que le corresponde abonar incluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido que esté establecido en cada momento. Así mismo deberá abonar cualquier otro tipo de impuesto de cualquier carácter que le corresponda legitimamente.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10 horas del último día hábil de la primera quincena del mes de que se trate. Se consideran días inhábiles los sábados, domingos y los días festivos de la plaza de Madrid.

El comprador no se liberará de su obligación de pago sino cuando éste sea ingresado en la cuenta del operador del mercado. La cantidad adeudada, en su caso, minorará a prorrata los derechos de cobro de los vendedores, procediendo el operador del mercado a realizar la correspondiente regularización una vez saldada la deuda.

22.4.- DERECHOS PARA LOS AGENTES DEL MERCADO QUE RESULTEN COMO VENDEDORES

El operador del mercado cursará instrucciones al banco o caja de ahorros en la que se mantenga la cuenta de tesorería sobre la realización de los pagos, en favor de los vendedores que hubieren participado en el mercado de producción de energía eléctrica durante el período mensual de liquidación de que se trate.

El día en que deberá realizarse el abono será el mismo que el definido en la Regla 22.3 como día de cargo para los agentes del mercado que resulten deudores.

El pago contra la citada cuenta de tesorería lo realizará la entidad bancaria dentro del mismo día y misma fecha valor en que se hubieren recibido en dicha cuenta los pagos que deban realizar los agentes del mercado que actúen de compradores en el mercado de producción de energía eléctrica, como resultado de la liquidación mensual de que se trate.

Dicho pago incluirá el Impuesto sobre el Valor Añadido que el agente del mercado debe repercutir, y cualquier otro impuesto de cualquier carácter que la legislación en vigor le obligue a gestionar.

22.5.- CUENTA DESIGNADA POR EL OPERADOR DEL MERCADO PARA LA REALIZACION DE LOS ABONOS Y PAGOS

El operador del mercado, designará una cuenta de tesorería en el Banco de España o en un banco o caja de ahorros de ámbito nacional a los efectos establecidos en las presentes Reglas.

Esta cuenta será abierta por el operador del mercado en régimen de depósito, será titular de ella en interés de los agentes del mercado y le será de aplicación el régimen establecido para la gestión de negocios ajenos, sin que en consecuencia, los saldos que, excepcionalmente, pueda presentar dicha cuenta se integren a ningún efecto en el patrimonio del operador del mercado. En relación con tales saldos, éste únicamente podría ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por las liquidaciones resultantes del mercado en el mercado de producción de energía eléctrica, en los términos de los apartados anteriores.

22.6. REGIMEN DE IMPAGOS

Si a las 12 horas de la fecha de pago el banco del operador del mercado no ha recibido notificación de la orden de transferencia de pago, actuará conforme al siguiente procedimiento:

- La cantidad adeudada minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes del mercado que resulten vendedores, lo que origina un préstamo al agente moroso de dichos agentes.

- La cantidad adeudada devengará intereses de demora al tipo que se determina en la Regla 23.9 a cargo del agente moroso.

- El operador del mercado ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en la Regla 23.8.

- Una vez saldada la deuda, el operador del mercado procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los vendedores según lo establecido en los apartados anteriores.

22.7 CALENDARIO

No más tarde del día 15 de diciembre de cada año el operador del mercado presentará a los agentes del mercado un calendario de pagos para el siguiente ejercicio, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del siguiente año. Este calendario deberá detallar las fechas límite de comunicación de los cargos y abonos y las fechas límite de pago correspondientes a cada liquidación mensual.

REGLA 23ª- PROCEDIMIENTO RELATIVO A LA PRESTACIÓN DE GARANTÍAS A FAVOR DEL OPERADOR DEL MERCADO

23.1.- CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS

Los agentes del mercado que actúen en éste como adquirentes de energía eléctrica, deberán prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones, de tal modo que se garantice a los vendedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio final de la misma así como los demás conceptos incluidos en la Regla 22.3 y en el mismo día que se produzca la liquidación del período correspondiente.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del mercado por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, impedirán al agente del mercado intervenir en el mercado de producción, así como participar en la liquidación.

23.2.- MANTENIMIENTO DE GARANTÍAS

El operador del mercado liberará la garantía que preste el comprador en el mercado de producción, en el momento en que éste pierda su condición de agente en dicho mercado, siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mismo.

23.3.- COBERTURA DE LAS GARANTÍAS

La garantía que debe prestar cada agente comprador responderá, sin limitación alguna, conforme a lo establecido en las presentes Reglas, de las obligaciones que asuma en virtud de sus adquisiciones de energía eléctrica en el mercado de producción.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas con clientes, personas o entidades distintas de los agentes que actúen como vendedores en el mercado de producción. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes y por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales que se concluyan al margen del citado mercado de producción.

23.4.- TIPOS DE GARANTIAS

Las garantías que los compradores en el mercado de producción están obligados a prestar son las siguientes:

a) Una garantía de operación, correspondiente a cada agente comprador que se determinará inicialmente por el operador del mercado, con informe del Comité de Agentes del Mercado (en el caso de que esté constituido) y se concretará y revisará en función de la evolución del volumen de energía contratada en el período, con el fin de asegurar con carácter permanente un suficiente nivel de garantía.

   El informe del Comité de Agentes del Mercado deberá emitirse en el plazo de 15 días, entendiéndose emitido si no se produjere en el plazo indicado.

b) Una garantía complementaria, exigible a los compradores en aquellos supuestos en que, previa consulta al Comité de Agentes del Mercado, el operador del mercado lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de la garantía de operación, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

   A este respecto, el operador del mercado podrá solicitar a una compañía de rating la calificación del riesgo del agente que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía complementaria.

23.5.- FORMALIZACION DE LAS GARANTÍAS

La formalización de las garantías deberá realizarse a favor del operador del mercado:

a) Mediante depósitos en efectivo en el banco del operador del mercado, Regla 22.5, y a su disposición.

b) Mediante aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito, que no pertenezca al grupo de la avalada o afianzada, a favor del operador del mercado, y depositado en la entidad bancaria en la que se haya abierto la cuenta de tesorería a favor de éste en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador puedan oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o fianzado.

El importe de este aval será equivalente al de los límites de las garantías de operación y, en su caso, complementaria que establezca el operador del mercado.

El aval mantendrá su vigencia hasta que la garantía quede liberada, que será en el momento en que el comprador pierda su condición de agente del mercado.

Si la entidad avalista fuese declarada en suspensión de pagos o quiebra, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en esta Regla, con arreglo a los plazos fijados en la Regla 23.6.3.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del mercado pueda hacerla efectiva a primer requerimiento y en el plazo máximo de las veinticuatro (24) horas siguientes al momento en que requiera el pago del avalista.

c) Mediante autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de obligaciones de pago contraídas en el período a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía.

La autorización de disposición de estas líneas de crédito se entenderá concedida automáticamente por parte del comprador de la energía a favor del operador del mercado si después de las 10:00 horas de la fecha de liquidación no se ha recibido por parte del Banco Agente confirmación de ingreso del importe debido.

Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus adquisiciones de energía eléctrica en el mercado de producción, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de operación señalada por el operador del mercado y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía complementaria.

d) Mediante la cesión de los derechos de cobro del mercado de producción, pendientes de abono, que el vendedor de energía eléctrica haga en favor de los compradores siempre que sea aceptada previamente por el operador del mercado.

23.6.- RÉGIMEN DE DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LAS GARANTÍAS Y MÉTODO DE SU CONSTITUCIÓN

23.6.1 Sobre la base de lo establecido en la Regla 23.4, el importe de las garantías de operación que debe prestar cada comprador en cada momento, lo determinará el operador del mercado, atendiendo a los siguientes criterios:

a) El período del riesgo que debe cubrir la garantía, que corresponderá al período de liquidación más el incremento para considerar los 15 días adicionales hasta el pago efectivo y los siguientes 5 días necesarios para la formalización de nuevas garantías en caso de incumplimiento de pago.

b) Energía máxima a comprar en un período de contratación que, de conformidad con la mejor previsión de su demanda, adquirirá el comprador en el mercado de producción en dicho período. Dicho volumen se actualizará en función de la evolución de las liquidaciones.

c) Los contratos bilaterales prestarán las garantías que resulten de la utilización de los servicios complementarios y otras prestaciones conforme al Real Decreto 2019/1997.

23.6.2 Los compradores deberán acreditar a requerimiento del operador del mercado el cumplimiento de la obligación de constitución y mantenimiento de garantías actualizadas.

23.6.3 Cuando como consecuencia de la ejecución de garantías, o por cualquier otra razón, descendiera el nivel mínimo fijado por el operador del mercado, éste requerirá al comprador afectado para que reponga su garantía en el plazo máximo de dos días hábiles. Si transcurrido este plazo la fianza no hubiera sido repuesta, el operador del mercado podrá acordar la suspensión provisional del comprador como agente del mercado, y le concederá un nuevo plazo de siete (7) días hábiles para que la reponga. Transcurrido este plazo, dará cuenta de ello al Comité de Agentes del Mercado, a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, y al Ministerio de Industria y Energía y a los agentes del mercado, a los efectos previstos en la Ley del Sector Eléctrico y sus disposiciones de desarrollo.

23.6.4 Para el cálculo del importe de las garantías de operación que en cada momento correspondan, el operador del mercado podrá verificar en cualquier momento que la garantía prestada por el agente de que se trata cubre el importe de las compras devengadas y no abonadas. En caso contrario, instará el aumento o reposición de la garantía del agente en los términos previstos en la Regla 23.6.3 anterior.

23.7.- GESTIÓN DE GARANTÍAS

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

23.8.- CRITERIOS DE ACTUACIÓN FRENTE A LOS INCUMPLIMIENTOS

En caso de que algún agente del mercado de producción de energía eléctrica incumpliera cualquiera de su obligación de pago derivada de las transacciones llevadas a cabo en el mercado de producción de energía eléctrica, el operador del mercado ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del agente del mercado incumplidor.

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

23.9.- RETRASO EN EL PAGO E INTERES DE DEMORA

En el supuesto de impago, el comprador en el mercado de producción de energía eléctrica incumplidor vendrá obligado al pago de una penalización. Las cantidades adeudadas y no pagadas, devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario (MIBOR), según el tipo medio que publique diariamente el Banco de España para depósitos a un día, más tres puntos porcentuales.

Las cantidades adeudadas se calcularán según la fórmula siguiente:

$$D = E * (1+i*P/360)$$

siendo:

D: Cantidad adeudada incluidos intereses de demora.

E: Cantidad adeudada y no pagada, excluidos interés de demora
i: MIBOR + tres puntos en tanto por uno.

P: Período de liquidación de intereses.

Con independencia de lo anterior, el comprador en el mercado de producción de energía eléctrica incumplidor será responsable de todos los daños y perjuicios causados por el retraso.

23.10.- INCUMPLIMIENTO PROLONGADO EN EL PAGO

En el supuesto de que se produzca un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un agente, que no resulte cubierto por las garantías prestadas por dicho agente, el operador del mercado se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio

admitido por el ordenamiento jurídico, en nombre y representación de los vendedores en el mercado. El incumplidor quedará obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados, que se repartirán entre los vendedores a prorrata de los derechos de cobro de cada vendedor en el mercado. Los resultados económicos de dicha reclamación los entregará el operador del mercado a los vendedores, en proporción al quebranto sufrido por cada uno de ellos.

A estos efectos se considera que se produce un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un agente si transcurriesen más de 3 días desde la fecha en que el pago fuere exigible sin que se haya verificado.

23.11.- FALTA DE CONSTITUCIÓN O FALTA DE ACTUALIZACIÓN DE LAS GARANTÍAS

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de cualquier comprador en el mercado de producción de energía eléctrica de cualquiera de las garantías previstas en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado, se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el operador del mercado procederá a cerrar en el mercado las transacciones efectuadas en que haya intervenido el incumplidor.

CAPITULO SEXTO

REGLAS FINALES

REGLA 24ª- DESCRIPCIÓN DE LA SECUENCIA DE LA SESIÓN DE CONTRATACIÓN

Los elementos que integran la secuencia de operaciones del mercado de producción de energía eléctrica son los siguientes:

a) La información suministrada por el operador del sistema a los agentes del mercado y al operador del mercado sobre la mejor previsión de demanda actualizada de forma continua y con un horizonte superior a 48 horas, la situación de la red de transporte, las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción de energía eléctrica, así como cualquier otra información que pudiere determinarse o estime relevante.

b) Determinación del inicio de las conexiones informáticas entre el operador del mercado, el operador del sistema y los agentes del mercado, y verificación del funcionamiento de todos los dispositivos de comunicaciones necesarias para el correcto desarrollo de la sesión de contratación.

c) Comunicación a los agentes del mercado de las informaciones que el operador del sistema haya puesto de manifiesto al operador del mercado sobre las previsiones de demanda, estado de la red y disponibilidad de las unidades de producción antes del inicio de la sesión de contratación.

d) Determinación de la hora de apertura y de cierre de la sesión de contratación.

Casación de of s económicas de venta y de ofertas de adquisición para el mercado diario.

f) Comunicación del resultado provisional (pendiente de reclamaciones) de la casación a los agentes del mercado y al operador del sistema.

g) Análisis de las reclamaciones a la sesión de contratación del mercado diario que los agentes del mercado presenten al operador del mercado en la forma que se establezca en su sistema informático, y en tanto este procedimiento no está establecido, por fax. Así mismo se analizarán las incidencias advertidas por el operador del mercado.

h) Repetición del proceso de casación del mercado diario, en caso de que alguna reclamación o incidencia sea atendible, y pueda subsanarse, en tiempo útil.

i) Comunicación del resultado de la nueva casación a los agentes del mercado y al operador del sistema, en el caso señalado en el apartado anterior.

j) Comunicación de los elementos de los contratos formales de suministro de energía eléctrica o contratos bilaterales físicos que determina el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

k) Comunicación al operador del mercado de la producción prevista para cada período de programación de autoproductores y productores de régimen especial.

l) Comunicación del programa diario base de funcionamiento a los agentes del mercado y al operador del sistema. A estos efectos se entiende por programa base de funcionamiento la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía, de la información que haya recibido sobre la ejecución de los contratos bilaterales físicos y los intercambios internacionales y en el que se determine para cada periodo horario de programación, y dentro del horizonte de programación, el volumen de energía eléctrica que se requiere para cubrir la demanda.

m) Comunicación por el operador del sistema de las restricciones técnicas que afectan a los resultados de la casación del mercado diario y determinación de la solución de las mismas, en colaboración con el operador del mercado, según el procedimiento descrito en estas reglas.

n) Apertura y cierre del mercado de servicios complementarios.

o) Determinación por el operador del sistema del programa viable definitivo y comunicación del mismo al operador del mercado y a los agentes de mercado.

p) Determinación de la apertura y cierre de cada sesión de contratación del mercado intradiario.

q) Casación de ofertas de venta y de ofertas de adquisición para cada una de las sesiones de contratación del mercado intradiario.

r) Comunicación del resultado provisional (pendiente de reclamaciones) de la casación de las sesiones de contratación del mercado intradiario a los agentes del mercado, y al operador del sistema.

s) Análisis de las reclamaciones a la sesión de contratación del mercado intradiario que los agentes del mercado presenten al operador del mercado en la forma que se establezca en su sistema informático, y en tanto este procedimiento no está establecido, por fax. Así mismo se analizarán las incidencias advertidas por el operador del mercado.

t) Repetición del proceso de casación del mercado intradiario, en caso de que alguna reclamación o incidencia sea atendible, y pueda subsanarse, en tiempo útil.

u) Comunicación del resultado de la nueva casación a los agentes del mercado y al operador del sistema, en el caso señalado en el apartado anterior.

v) Comunicación por el operador del sistema de las restricciones técnicas que afectan a los resultados de la casación y determinación de los medios para la solución de las mismas.

x) Comunicación por el operador del mercado al operador del sistema y a los agentes del mercado del programa de entrada en funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica o programación horaria final.

y) Comunicación por el operador del sistema al operador del mercado del funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica previo a la verificación de la medición.

z) Comunicación por el operador del sistema de los resultados de la medición correspondiente a la energía eléctrica contratada en la sesión de contratación.

REGLA 25ª- HORARIO DE LAS OPERACIONES EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA

25.1.- HORARIO

25.1.1. SECUENCIA DE OPERACIONES DEL MERCADO DIARIO

a) Antes de las 8:30 horas, el operador del sistema habrá puesto a disposición de los agentes del mercado y del operador del mercado, las previsiones de la demanda, la situación de la red de transporte, las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción para cada uno de los períodos horarios de programación del día siguiente, así como cualquier otra información que pudiere determinarse o que estime relevante. A partir del momento en que el operador del sistema envíe al operador del mercado la información relativa a indisponibilidades por el procedimiento descrito en la Regla "información que debe suministrar el operador del sistema al operador del mercado", la información sobre indisponibilidades podrá ser actualizada posteriormente hasta las 10:00 horas, en caso de existir modificaciones en los datos.

b) A las 10:00 horas, el operador del mercado cerrará el período de recepción y validación de las ofertas de venta y de adquisición realizadas por los agentes del mercado para el mercado diario. Dichas ofertas serán netas de las obligaciones de producción y de

adquisición derivadas de la ejecución de contratos bilaterales físicos. El operador del sistema habrá comunicado las cantidades, precios y gradientes de carga de cada una de las ofertas económicas de compra o de venta correspondientes a los contratos a que se refiere el apartado 2 de la Disposición transitoria novena de la Ley del Sector Eléctrico. Las ofertas de adquisición que presenten los distribuidores incorporarán la demanda de los consumidores sujetos a tarifa regulada de la que restarán las producciones previsibles de aquellas instalaciones en régimen especial que viertan la energía eléctrica que produzcan en las redes de dicho distribuidor, cuando no hayan sido objeto de ofertas de venta en el mercado diario de producción. A partir de ese momento el operador del mercado realizará el proceso de casación.

Igualmente antes de las 10:00 horas, los agentes del mercado enviarán al operador del sistema las ofertas para la resolución de restricciones técnicas, en tanto tal posibilidad se encuentre recogida en una Norma o Procedimiento de Operación.

c) Antes de las 11:00 horas los agentes deberán haber comunicado al operador del mercado la energía comprendida en los contratos bilaterales físicos establecidos para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente. Igualmente los distribuidores comunicarán al operador del mercado las producciones previsibles de aquellas instalaciones en régimen especial que viertan la energía eléctrica que produzcan en las redes de dicho distribuidor, cuando no hayan sido objeto de ofertas de venta en el mercado diario de producción.

d) Antes de las 11:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes y del operador del sistema el resultado provisional del proceso de casación.

e) Una vez incorporados al resultado provisional de la casación las informaciones correspondientes a los contratos bilaterales físicos y las producciones previsibles de aquellas instalaciones en régimen especial que no hayan sido objeto de ofertas de venta, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado y del operador del sistema el programa base de funcionamiento provisional.

f) De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de treinta (30) minutos a partir de la puesta a disposición del resultado provisional del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso.

g) Antes de las 12:00 horas el operador del mercado comunicará a los agentes, en su caso, la existencia de alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en la Regla 25.2.

h) En caso de no haberse presentado reclamaciones por parte de los agentes del mercado, o incidencias por parte del operador del mercado, en el periodo de tiempo establecido (30 minutos), y sin perjuicio de las reclamaciones que pudieran realizar a posteriori los agentes del mercado, el programa base de funcionamiento provisional devendrá en programa base de funcionamiento.

i) Antes de las 12:00 horas, los vendedores pondrán a disposición del operador del mercado y del operador del sistema el desglose de la producción de cada una de las instalaciones que componen sus unidades de producción de acuerdo con los criterios que establezca el operador del sistema en el correspondiente Procedimiento de Operación del Sistema. Del mismo modo, los compradores pondrán a disposición del operador del mercado y del operador del sistema, según establezca en el Procedimiento de Operación del Sistema correspondiente, el desglose de la demanda de cada uno de los puntos de suministro incluidos en sus unidades de adquisición

j) Tomando como base el programa base de funcionamiento provisional, el operador del sistema, de acuerdo con el operador del mercado, iniciarán el procedimiento de solución de restricciones técnicas del sistema. En el caso de que sea necesario repetir el proceso de casación, por las razones indicadas en puntos anteriores, y que el programa base de funcionamiento no resulte igual al programa base de funcionamiento provisional, el operador del sistema y el operador del mercado repetirán el procedimiento de solución de restricciones técnicas, tomando como base el programa base de funcionamiento.

k) Antes de las 14:00 horas, el operador del sistema pondrá a disposición de los agentes del mercado y del operador del mercado

el programa viable provisional, que habrá solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema, publicándose a continuación por parte del operador del sistema las necesidades de regulación secundaria y se iniciará el proceso de envío de ofertas del mencionado servicio complementario, que se cerrará antes de las 15:30 horas.

l) Antes de las 16:00 horas, el operador del sistema resolverá las ofertas de prestación de servicios complementarios de regulación secundaria y lo comunicará a los agentes del mercado, según lo establecido en el Procedimiento de Operación correspondiente. Una vez finalizada esta etapa del proceso el operador del sistema pondrá a disposición de los agentes y del operador del mercado el programa viable definitivo

m) Antes de las 24:00 horas, se cerrará el periodo de envío de ofertas de prestación de servicios complementarios de regulación terciaria del día siguiente.

25.1.2. SECUENCIA DE OPERACIONES DEL MERCADO INTRADIARIO.

Independientemente del proceso de casación del mercado diario se realizarán las sesiones del mercado intradiario. Al finalizar cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del mercado publicará el programa horario final.

A partir del 1 de julio, la secuencia de los procesos en cada sesión del mercado intradiario será la siguiente:

a) Según el horario previsto en la Regla 13 y con la única condición de la publicación previa del programa horario final correspondiente a la anterior sesión del mercado intradiario o, en el caso de la primera sesión, de la publicación del programa viable definitivo correspondiente al día siguiente, se abrirá el periodo de recepción de ofertas.

El primer periodo horario de programación del horizonte de la sesión se iniciará tres horas después de la hora prevista para la apertura de la sesión, excepto en la primera sesión del mercado intradiario que se iniciará cuatro horas después de la hora prevista para la apertura de la sesión. El horizonte de programación se extenderá a todos los periodos horarios de programación para los que exista un programa viable definitivo publicado.

b) La duración del periodo de recepción de ofertas será de cuarenta y cinco (45) minutos, excepto en el primer intradiario que será de ciento cinco (105) minutos.

c) El operador del mercado dispondrá de cuarenta y cinco (45) minutos para publicar el resultado provisional del proceso de casación; pendiente de reclamaciones o incidencias, según lo que se indica en el punto siguiente.

d) De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de quince (15) minutos a partir de la puesta a disposición del resultado del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. En el caso de no recibirse reclamaciones transcurrido dicho periodo, y sin perjuicio de las reclamaciones que pudieran realizar a posteriori los agentes del mercado, el resultado de la casación devendrá firme. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso.

e) Los agentes dispondrán de treinta (30) minutos a partir de la publicación del resultado de la casación para enviar el desglose de la energía asignada en la sesión a cada una de las instalaciones de producción y/o consumo.

f) En caso de que exista alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación, el operador del mercado podrá comunicarlo hasta quince (15) minutos antes del inicio del horizonte de programación de la sesión correspondiente. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en la Regla 25.2

g) El operador del sistema dispondrá de hasta quince (15) minutos antes del inicio del horizonte de la sesión correspondiente para elaborar, en colaboración con el operador del mercado, la propuesta de resolución de restricciones técnicas. Inmediatamente después el operador del mercado publicará el programa horario final, que contemplará el resultado de la resolución de restricciones.

25.1.3 OPERACIONES POSTERIORES A LA PUBLICACIÓN DEL PROGRAMA HORARIO FINAL.

Tras el cierre del mercado intradiario, el operador del sistema gestionará sus necesidades para garantizar la seguridad del sistema mediante el procedimiento de gestión de desvíos, cuyo periodo temporal de programación comprende los periodos horarios incluidos

entre su convocatoria, y el primer período horario de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario, y el de asignación de servicios complementarios según se establece en los correspondientes procedimientos de operación, poniendo a disposición de los agentes del mercado y del operador del mercado los resultados de las sucesivas sesiones que se vayan estableciendo por medio del denominado programa P48, que establece la última programación operativa para cada período horario de programación.

25.2.- ALTERACIONES AL HORARIO

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los mecanismos que integran el procedimiento de casación de los mercados diario e intradiario, o bien se presenten reclamaciones por parte de los agentes que impliquen la repetición de cualquier parte de los procesos, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados, y adoptará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y del operador del sistema con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del sistema.

En el caso de incidencias en cualquiera de los procesos encomendados al operador del sistema, éste podrá modificar el horario de la secuencia en las operaciones posteriores al establecimiento del programa base de funcionamiento, para lo que adoptará sus mejores esfuerzos para que el programa viable definitivo esté a disposición de los agentes y del operador del mercado antes de las 16:00 horas del día correspondiente a la sesión de contratación de que se trate. En caso de que esto no fuera posible adoptará sus mejores esfuerzos para que dicho programa viable definitivo esté a disposición de los agentes del mercado y del operador del mercado con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del mercado. En esta situación, el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la sesión de contratación del mercado intradiario, o bien realizar ésta con el último programa disponible, ya sea el programa viable definitivo, provisional o el programa diario base de funcionamiento, modificando los horarios de la secuencia de operación y el horizonte de programación en función de la magnitud del retraso. Ello, deberá comunicar los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del sistema.

REGLA 26ª- COORDINACIÓN ENTRE EL OPERADOR DEL MERCADO Y EL OPERADOR DEL SISTEMA

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 34.1 de la Ley del Sector Eléctrico en lo relativo a la coordinación entre el operador del sistema y el operador del mercado, ambos deberán suministrarse recíprocamente las informaciones que se relacionan a continuación. Dichas informaciones estarán contenidas en ficheros cuyo formato será definido por ambos sujetos y puesto a disposición de los agentes del mercado. Antes del 30 de septiembre de 1998 la información contenida en los ficheros será validada a su recepción por el sistema de información del operador del mercado, con criterios que serán puestos a disposición de los agentes del mercado.

26.1.- INFORMACIÓN QUE DEBE SUMINISTRAR EL OPERADOR DEL SISTEMA AL OPERADOR DEL MERCADO

El operador del sistema deberá suministrar al operador del mercado la información relativa a los siguientes extremos:

- Información sobre restricciones conforme a lo requerido por el Procedimiento de Operación correspondiente
- Redespachos del programa viable provisional con precios.
- Limitaciones a la posibilidad de alterar la asignación de las unidades de producción, tanto del mercado, como de las que participen en los contratos bilaterales.
- Programa viable provisional
- Programa viable después de la asignación de banda de secundaria.
- Redespachos del programa viable después de la asignación de banda de secundaria con precios (excepto si los procedimientos de operación sólo contemplen la asignación de banda de potencia).
- Asignación de secundaria.
- Precios de asignación de secundaria.
- Programa viable definitivo.
- Asignación del descuadre provocado por la asignación de secundaria (excepto si los procedimientos de operación sólo contemplen la asignación de banda de potencia).
- Precios de la asignación del descuadre provocado por la asignación de secundaria (excepto si los procedimientos de operación sólo contemplen la asignación de banda de potencia).
- Redespachos del programa viable definitivo con precios
- Programa operativo (P48). Programa base.
- Programa operativo (P48). Asignación por gestión de desvíos.

- Programa operativo (P48). Precios de asignación por gestión de desvíos.
- Programa operativo (P48). Asignación de secundaria.
- Programa operativo (P48). Precios de asignación de secundaria.
- Programa operativo (P48). Asignación de terciaria.
- Programa operativo (P48). Precios de asignación de terciaria.
- Redespachos del programa operativo (P48) con precios y hora de publicación.
- Escalera de terciaria para cada una de las horas con precios.
- Resultados de la regulación secundaria y precios.
- Demanda.
- Indisponibilidades.
- Limitaciones de oferta en el mercado intradiario.
- Redespachos por análisis de seguridad en el mercado intradiario.
- Datos de fronteras
- Datos de puntos de medida
- Valores horarios de puntós de medida
- Lecturas mensuales de puntos de medida
- Valores horarios de pérdidas en la red de transporte
- Valores acumulados horarios de intercambio entre actividades
- Intercambios de apoyo entre sistemas
- Desvíos de regulación entre sistemas
- Coeficientes horarios de perdidas en los nudos de la red de transporte.
- Contratos internacionales a largo plazo.
- Contratos internacionales a corto plazo.
- Unidades de producción y adquisición en la base de datos del operador del sistema.

Cualquier cambio en que pueda afectar al los procesos de comunicación de dicha información deberá ser acordada entre el operador del mercado y el operador del sistema, fijando conjuntamente la fecha para de entrada en vigor de los cambios considerados.

El procedimiento utilizado para la comunicación, de al menos los ficheros correspondientes a las indisponibilidades, y a las limitaciones a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario, deberá ser tal que permita asegurar al operador del sistema que el fichero ha sido validado y recibido por el operador del mercado en el tiempo debido, conforme a la hora del sistema de información del operador del mercado. Así mismo el operador del mercado deberá poder tener constancia sobre el contenido y la hora de recepción de los ficheros.

26.2.- INFORMACIÓN QUE DEBE SUMINISTRAR EL OPERADOR DEL MERCADO AL OPERADOR DEL SISTEMA

El operador del mercado deberá suministrar al operador del sistema la información relativa a los siguientes extremos:

- Resultado de la casación del mercado diario.
- Precios marginales del mercado diario.
- Datos de las ofertas del mercado diario y de los contratos bilaterales.
- Orden de precedencia económica del mercado diario.
- Redespachos del programa viable provisional con precios.
- Orden de precedencia económica de cada sesión del mercado intradiario.
- Resultado incremental de cada sesión del mercado intradiario.
- Resultado acumulado de cada sesión del mercado intradiario.
- Precios marginales de cada sesión del mercado intradiario.
- Programa horario final resultado de cada sesión del mercado intradiario.
- Unidades de producción y adquisición en la base de datos del operador del mercado.

REGLA 27 RÉGIMEN DE LA OPERACIÓN EN EL MERCADO.

27.1. Corresponde a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., como operador del mercado y responsable de la gestión económica del sistema, la realización de todas las funciones necesarias para el eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica, en especial, del mercado diario y del mercado intradiario, del régimen de liquidaciones y, en general, las que le asignan las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

27.2. El operador del mercado ejercerá sus funciones cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que regulan el mercado de producción de energía eléctrica. Además, en la operación del mercado, actuará de acuerdo con lo establecido en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado y con los sistemas de información y comunicación integrados en el sistema de información del operador del mercado (SIOM).

27.3. Los agentes del mercado actuarán en el mercado cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias, y de acuerdo

con lo establecido en las presentes Reglas de Funcionamiento y en los sistemas de información y comunicación integrados en el sistema de información del operador del mercado (SIOM).

27.4. A los efectos del cumplimiento de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento y, en especial, en la Regla 26.3., el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado los programas y documentación asociada al SIOM, a utilizar por estos, así como las modificaciones y nuevas versiones que de tales programas se produzcan. Dicha puesta a disposición se articulará a través de convenios a celebrar por el operador del mercado con cada uno de los agentes del mercado, en los que se determinará la forma y condiciones de la cesión. Los convenios comprenderán también la prestación por el operador del mercado a los agentes de los servicios de asistencia, formación específica, aptitud del personal de operación directa en el mercado y sistema de pruebas para el mejor funcionamiento del mercado y garantía de su operación.

27.5. El operador del mercado no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las intervengan los agentes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento y de los sistemas de información y comunicación integrados en el sistema de información del operador del mercado.

Tampoco responderá el operador del mercado de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

REGLA 28ª- ENTRADA EN VIGOR, DURACIÓN Y MODIFICACIONES DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

28.1. Las Reglas de Funcionamiento del Mercado entrarán en vigor en la fecha de la resolución del Ministerio de Industria y Energía que las apruebe, en los términos establecidos en el Artículo 27.3 del Real Decreto 2019/97 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y permanecerán vigentes con carácter indefinido sin perjuicio de las modificaciones a que se refiere esta Regla, salvo que la Ley o sus normas de desarrollo establezcan un término de duración para el mismo o dispongan su terminación.

28.2. Por virtud de lo establecido en el Artículo 27.3 del Real Decreto 2019/97 de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, corresponde al operador del mercado presentar al Ministerio de Industria y Energía, para su aprobación, las propuestas de modificaciones a las Reglas de Funcionamiento del Mercado que considere adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico y en sus normas de desarrollo.

El operador del mercado vendrá obligado a presentar al Ministerio de Industria y Energía propuestas de modificación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado en aquellos casos en que sea necesario para cumplir con lo que establezcan la Ley o sus normas de desarrollo vigentes en cada momento, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

De igual modo, el operador del mercado, por propia iniciativa y previo informe del Comité de Agentes del Mercado revisará las presentes Reglas cuando resulte conveniente. El informe del Comité de Agentes del Mercado deberá emitirse en el plazo de 15 días entendiéndose emitido transcurrido dicho plazo. Transcurridos seis meses desde la aprobación inicial de estas Reglas, se iniciará un procedimiento de revisión de las mismas que se tramitará de acuerdo con las normas establecidas en esta Regla. De igual modo, el operador del mercado presentará al Ministerio de Industria y Energía las propuestas de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado que presente el Comité de Agentes del Mercado.

En todo caso, la adhesión de cada agente del mercado a las Reglas de Funcionamiento del Mercado lo es, también, a todas las modificaciones que puedan introducirse en las mismas en virtud de lo establecido en esta Regla.

28.3. En todo caso, el operador del mercado podrá dictar las instrucciones que resulten necesarias por la mejor aplicación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, que deberán cumplir los vendedores y compradores que participen en el mercado de producción de energía eléctrica. En particular, el operador del mercado podrá elaborar guías de usuario para la eficaz utilización por los agentes del mercado de los sistemas informáticos que la normal operación del mercado de producción de energía eléctrica requiera.

REGLA 29ª- NOTIFICACIONES

29.1. Cualesquiera notificaciones que deban hacerse por virtud de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado lo serán en la dirección de las partes que figura en el encabezamiento del correspondiente Contrato

de Adhesión. No obstante, las partes podrán variar el lugar de recepción de las notificaciones por medio de la notificación que hagan a la otra con siete (7) días de antelación a que se produzca tal cambio.

29.2. Las notificaciones deberán hacerse por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

REGLA 30ª- LEGISLACIÓN APLICABLE Y SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

30.1. Serán de aplicación a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado las leyes españolas.

30.2. Los conflictos que puedan surgir en la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.1.14ª de la Ley del Sector Eléctrico y en la Disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, respetando las competencias de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, se someten, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha Comisión, de acuerdo con el artículo 8.1.10ª de la Ley 54/1997, o al arbitraje de derecho que se celebrará en la ciudad de Madrid por tres árbitros, de conformidad con las reglas de la UNCITRAL y con la Ley de Arbitraje de Derecho Privado de 5 de diciembre de 1988 y, por consiguiente, con sometimiento expreso al laudo que se dicte. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse a arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

ANEXO II

CONTRATO DE ADHESIÓN A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DE UNA PARTE LA COMPAÑÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD, S.A.

DE OTRA PARTE EL AGENTE DEL MERCADO, QUE SE IDENTIFICA A CONTINUACIÓN:

Identificación del agente del mercado

1. Nombre o denominación social:
2. CIF
3. Domicilio:
4. Representación: D....., en virtud de acuerdo de la
5. Carácter: Presentación de ofertas económicas de venta o adquisición de energía eléctrica.
6. Relación de entidades filiales y participadas cuya representación ostenta el agente del mercado firmante del presente contrato incluidas en el Anexo I.
7. Relación de unidades de producción de las que el agente del mercado es titular o respecto de las que ostenta la representación a los efectos de la presentación de ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica. Esta relación se adjunta como Anexo II al presente contrato de adhesión, que forma parte inseparable del mismo. La configuración de las unidades de gestión hidráulica estará condicionada a la aprobación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

EXPONEN

I. En virtud de los artículos 32 y 33 de la Ley del Sector Eléctrico el operador del mercado asume, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica y, en particular, la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica.

II. El artículo 19.3 de la Ley del Sector Eléctrico, establece que los titulares de unidades de producción, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados deben adherirse a las condiciones que conjuntamente establezcan el operador del mercado y el operador del sistema para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía, que serán públicas, transparentes y objetivas.

III. Por virtud de lo establecido en el artículo 24.2 de la Ley del Sector Eléctrico, pueden regularse los procedimientos necesarios para incorporar la demanda de energía eléctrica en el sistema de ofertas cuya gestión asume el operador del mercado.

IV. El Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que para adquirir la condición de agentes del mercado de producción de energía eléctrica, los productores y autoproductores de energía eléctrica, los agentes externos que realicen la incorporación a las redes de transporte y distribución nacionales de energía procedente de otros sistemas exteriores, los distribuidores, comercializadores y los consumidores cualificados, deberán haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica establecidas por el operador del mercado, en el correspondiente contrato de adhesión. De igual modo, el Real Decreto antedicho exige que el formato y medios de comunicación de las ofertas de producción y adquisición de energía eléctrica se establezcan en el contrato de adhesión, así como que éste prevea los términos en los que el operador del mercado puede ejecutar las garantías constituidas por los compradores para asegurar sus adquisiciones de energía eléctrica.

V. Para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica contemplada en el Expositivo I anterior es preciso establecer Reglas de Funcionamiento del Mercado.

VI. Por todo lo reseñado anteriormente, los firmantes del presente contrato han considerado que la firma del mismo cumple adecuadamente los mandatos que se derivan de la Ley del Sector Eléctrico y del Reglamento de desarrollo de la misma en lo que se refiere a organización y regulación del mercado de producción de energía eléctrica, constituyendo, por tanto, el presente contrato, el mecanismo por el que se regulan las funciones, responsabilidades, derechos y obligaciones de las partes y se hace efectiva su adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

VII. El agente del mercado identificado en el encabezamiento del presente documento se adhiere expresamente a las antedichas Reglas de Funcionamiento del Mercado, para lo que suscribe el presente contrato de adhesión, de acuerdo con las siguientes

CLÁUSULAS

PRIMERA.- OBJETO DEL CONTRATO

Es objeto del presente contrato la determinación de las funciones, responsabilidades, derechos y obligaciones que se derivan para los agentes del mercado, el operador del mercado y el operador del sistema en el mercado de producción de energía eléctrica, así como la adhesión del agente del mercado referida anteriormente a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. En particular, se regulan en el presente contrato las garantías que deben prestar quienes realicen adquisiciones de energía eléctrica y la ejecución de las mismas; las características de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; el formato y los medios de comunicación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; la determinación del método de casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica todo ello en los mercados diario e intradiario; la determinación del precio final de la energía eléctrica, su liquidación y pago.

SEGUNDA.- DE LOS AGENTES DEL MERCADO

Para adquirir la condición de agente del mercado se deberán reunir los requisitos previstos en los artículos 3 y 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Los agentes que operan en el mercado de producción de energía eléctrica se dividen en agentes compradores y agentes vendedores, en lo sucesivo compradores y vendedores, en función de que su actividad principal sea la adquisición o venta de energía eléctrica respectivamente.

El agente del mercado declara conocer las Reglas, condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica, aprobadas por Resolución del Ministerio de Industria y Energía de fecha 30 de junio de 1998, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se regula el mercado de producción de energía eléctrica, así como, en general, toda la normativa que resulte aplicable al citado mercado y se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos. Ello

incluye los programas y documentación asociada al Sistema de Información del operador del mercado (SIOM), que éste ha puesto a su disposición. Esta obligación se extiende a cualquier modificación de las antedichas Reglas, condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica y programas integrados en el SIOM.

TERCERA.- PÉRDIDA DE LA CONDICIÓN DE AGENTE DEL MERCADO

1.- La condición de agente del mercado se pierde por las siguientes causas:

a) En el caso de compradores, por la cancelación de su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados a que se refiere el artículo 45.4 de la Ley del Sector Eléctrico o por la no constitución o mantenimiento de las garantías, en los supuestos en que vengan obligados a hacerlo de acuerdo con lo establecido en la Regla de Funcionamiento del Mercado.

b) En el caso de los vendedores, respecto de una determinada Unidad de Producción de la que sean titulares, en el supuesto previsto en el artículo 21.6 de la Ley del Sector Eléctrico.

c) En el caso de los productores, comercializadores y distribuidores por la comisión de una infracción muy grave de las contempladas en el artículo 60 de la Ley del Sector Eléctrico si lleva aparejada la revocación o suspensión de la autorización administrativa correspondiente y la consecuente inhabilitación temporal para operar en el mercado de producción de energía eléctrica, en los términos establecidos en el artículo 64.5 de la Ley del Sector Eléctrico.

2.- El agente del mercado que fuere inhabilitado tendrá que cumplir con las obligaciones adquiridas con anterioridad por virtud de su participación en el mercado de producción de energía eléctrica.

3.- El agente del mercado que solicite ser rehabilitado deberá cursar la solicitud de rehabilitación e indicar expresamente que las causas que dieron lugar a la inhabilitación han cesado y que reúne los requisitos necesarios para el acceso a la condición de agente del mercado.

4.- La rehabilitación exigirá la suscripción por el agente del mercado de que se trate del correspondiente contrato de adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

CUARTA.- INCUMPLIMIENTOS Y SUSPENSIÓN CAUTELAR DEL AGENTE

1.- En el momento en que el operador del mercado tenga conocimiento de un incumplimiento por parte de un agente del mercado se lo notificará inmediatamente en los términos de las Reglas de Funcionamiento del Mercado. El agente tendrá un plazo de veinticuatro (24) horas desde la notificación para resolver el incumplimiento

Si el Agente no resolviere en este plazo el incumplimiento, el operador del mercado propondrá al Ministerio de Industria y Energía la suspensión temporal de la participación del agente del mercado incumplidor en el mercado de producción de energía eléctrica. El operador del mercado comunicará al Comité de Agentes del Mercado dicha solicitud de suspensión temporal.

2.- El agente del mercado cuya suspensión temporal se solicite tendrá un plazo de siete (7) días hábiles para subsanar el incumplimiento que fuese causa de la suspensión. Si el incumplimiento no se subsanare dentro de ese plazo el operador del mercado procederá, previa autorización del Ministerio de Industria y Energía a suspender cautelarmente al agente del mercado para la presentación de ofertas económicas de venta y de adquisición en el mercado de producción de energía eléctrica, mientras esté instruyéndose el expediente administrativo sancionador correspondiente.

3. En el supuesto de que cualquiera de las partes del contrato incumpliera alguna de las obligaciones impuestas por el presente contrato o las Reglas de Funcionamiento del Mercado, vendrá obligada al resarcimiento de cuantos daños y perjuicios se derivasen de dicho incumplimiento así como al pago de una penalización económica por cada día en que el incumplimiento o sus efectos no hubiesen sido subsanados, todo ello de acuerdo con los supuestos previstos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

QUINTA.- DERECHOS DE LOS AGENTES VENDEDORES

Son derechos de los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica, además de los que puedan derivarse de la Ley del Sector Eléctrico y de su normativa de desarrollo, los siguientes:

1.- Participar en el mercado de producción de energía eléctrica y presentar a través del operador de mercado, ofertas económicas de venta o, en los casos en que así proceda, de adquisición de energía eléctrica.

2.- Los vendedores tendrán igualmente derecho a que el operador del mercado confirme la recepción de la oferta económica de venta de energía eléctrica y

verifique, en los términos establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, la oferta económica de venta de energía eléctrica que efectúe el vendedor y a que, si así lo solicitase, le notifique el resultado de dicha verificación, aceptando la oferta e incluyéndola en el proceso de casación si ésta cumple los requisitos previamente establecidos.

3.- Igualmente, los agentes vendedores tendrán derecho a que la oferta de venta o adquisición de energía, en los casos en los que ésta resulte procedente, resulte casada si el precio ofertado para el período horario de programación de que se trate es igual o inferior al precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción, cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica, todo ello de acuerdo con lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado siempre que exista suficiente oferta de adquisición a un precio mayor o igual que el marginal.

En el supuesto de que concurran en un mismo horizonte diario de programación ofertas económicas simples y complejas de venta de energía eléctrica, tendrá igualmente derecho a que las ofertas complejas se incluyan en el proceso de casación, con sujeción a las condiciones establecidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

El operador del mercado, y en su caso, él del sistema, deberán justificar los motivos por los que una oferta compleja no haya sido aceptada, quedando excluida del procedimiento de casación.

4.- Tendrá igualmente derecho el agente vendedor a que el operador del mercado y el operador del sistema mantengan confidencial la información que dicho agente haya puesto a disposición de los citados operadores en el momento de realizar la oferta de venta o adquisición de energía eléctrica, en las condiciones y para los períodos de duración que establezcan las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

5.- Los vendedores tienen igualmente derecho a que la unidad de producción de que sean titulares se incluya en el orden de precedencia económica que se derive de la casación de ofertas en función de los precios de venta de energía eléctrica que hayan sido presentados al operador del mercado para cada período de referencia, tanto en el supuesto de que se consideren en la casación todas las ofertas económicas de venta de energía eléctrica, como ofertas simples, como en el caso en que concurran en la misma ofertas simples y complejas de venta de energía eléctrica.

Asimismo tendrá derecho a que la unidad de producción de que sea titular el Vendedor y por la que haya presentado al operador del mercado ofertas económicas de venta de energía eléctrica tenga precedencia en el orden de entrada en funcionamiento respecto de otras unidades de producción de acuerdo con el orden de precedencia referido en el apartado anterior, siempre que la oferta correspondiente resulte casada y sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en la red de transporte o en el sistema;

6.- Las partes reconocen finalmente que todo agente vendedor tendrá derecho a obtener la retribución correspondiente a la energía eléctrica que efectivamente suministre, de acuerdo con la Ley 54/1997, normas de desarrollo, Reglas de Funcionamiento del Mercado y normas y procedimientos de operación del sistema.

SEXTA.- DERECHOS DE LOS AGENTES COMPRADORES

Serán derechos de los compradores de energía eléctrica en el mercado de producción los siguientes:

1.- Participar en el mercado de producción de energía eléctrica y presentar al operador del mercado ofertas de adquisición de energía eléctrica o, en los casos que así proceda, de venta de energía eléctrica.

2.- Obtener la información derivada de su participación en el mercado de producción de energía eléctrica y a que el operador del mercado y el del Sistema mantengan la confidencialidad de la información que el comprador haya puesto a disposición de los mismos, en los plazos y condiciones que se establecen en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

3.- Tendrán asimismo derecho a que la oferta aceptada resulte casada si cumple las prescripciones establecidas en el presente contrato y en las Reglas del Funcionamiento del Mercado en relación con el funcionamiento del sistema de casación de ofertas.

4.- Gozarán igualmente del derecho a obtener el suministro de energía eléctrica demandada al precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda en el período de que se trate.

En el supuesto de que la oferta de adquisición de energía eléctrica incluya el precio máximo que el comprador está dispuesto a satisfacer por la energía demandada, el derecho a recibir el suministro de energía eléctrica solicitada en la oferta de adquisición siempre que dicha oferta hubiera resultado casada por ser el precio máximo de adquisición de la energía eléctrica, igual o superior al mínimo ofertado por los vendedores en el mercado de producción de energía

eléctrica, y sin perjuicio de la aplicación de la Regla de reparto contenida en las Reglas de Funcionamiento del Mercado para los casos de exceso de demanda al precio marginal resultante del período horario de programación y existir energía eléctrica suficiente al precio de casación del período.

SÉPTIMA.- OBLIGACIONES DE LOS AGENTES VENDEDORES

Son obligaciones de los agentes vendedores de energía eléctrica las siguientes:

1.- Efectuar ofertas económicas de venta de energía eléctrica por medio del operador del mercado por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, siempre que no hayan recurrido a sistemas de contratación bilateral que, por sus características, queden excluidos del sistema de ofertas o se encuentren en situación de indisponibilidad aceptada por el operador del sistema.

La información que deba contener la oferta, así como el formato al que se sujetará la misma se establecerán en las Reglas de Funcionamiento del Mercado

2.- Realizar el suministro de la energía eléctrica en los términos que resulten de la casación, si la unidad de producción no ha sido retirada de la casación por virtud de restricciones técnicas.

3.- No retirar en el mercado diario la oferta económica de venta de energía eléctrica que se hubiera presentado al operador de mercado, sin que la hubiera sustituido por otra oferta de venta por la misma unidad de producción y por el mismo período horario de programación, o bien sea retirada por el agente en caso de que la unidad pase a estar exenta de la obligación de presentar ofertas, sin perjuicio del cumplimiento, por parte del agente, de sus obligaciones legales.

4.- Aceptar los resultados de la casación realizada en los términos que se deriven de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, sin perjuicio de las reclamaciones que, en su caso, resultaran oportunas.

5.- Mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al sistema informático del operador del mercado, a custodiar las claves de acceso informático y a comunicarle cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

OCTAVA.- OBLIGACIONES DE LOS COMPRADORES

Son obligaciones de los agentes compradores las siguientes:

1.- Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica deberán prestar garantía suficiente, cuya aceptación corresponde al operador del mercado en los términos que se establezca en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, para garantizar a los vendedores el cobro íntegro de la energía suministrada en el mercado de producción al precio final de la misma, con el límite del importe cubierto por las garantías recibidas.

2.- De la presentación de ofertas de adquisición de energía eléctrica, se derivan para los compradores las siguientes obligaciones:

La obligación de que la oferta económica de adquisición de energía eléctrica, lo sea en el formato y contenga la información a que se refieren las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

La obligación de aceptar los resultados de la casación en los términos que se deriven de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, sin perjuicio de las reclamaciones que, en su caso, resultaran oportunas.

La obligación de satisfacer, en los términos que se establecen en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, el precio por la energía eléctrica que se le suministre, en el supuesto de que la oferta económica de adquisición de energía eléctrica haya resultado casada y el suministro se haya producido.

No retirar la oferta económica de adquisición de energía eléctrica que hubiera presentado al operador del mercado, sin que la misma sea sustituida por otra oferta económica de adquisición de energía eléctrica por la misma unidad de consumo y por el mismo período horario de programación, o bien sea retirada por el propio agente, sin perjuicio del cumplimiento, por parte del agente, de sus obligaciones legales.

3.- Mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al sistema informático del operador del mercado, a custodiar las claves de acceso informático y a comunicarle cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

4.- Los distribuidores vendrán obligados a informar al operador del mercado de la cantidad de energía eléctrica que tengan previsto adquirir directamente de titulares de instalaciones en régimen especial.

5.- Los distribuidores tendrán igualmente la obligación de presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado por la diferencia entre la cantidad total de energía eléctrica que tienen que suministrar y las adquisiciones de energía eléctrica que realicen de los productores en régimen especial.

NOVENA.- FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DEL OPERADOR DEL MERCADO

Son funciones del operador de mercado, además de las que puedan derivarse de la Ley del Sector Eléctrico y de su normativa de desarrollo, las siguientes:

1. La recepción de las ofertas de venta emitidas para cada periodo de programación por los titulares de las unidades de producción de energía eléctrica así como la aceptación de las ofertas de adquisición de energía y de las garantías que, en su caso, procedan.

2. La casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada periodo de programación y determinación de los precios finales, de acuerdo con lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

3. La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante del mercado de producción de energía eléctrica, de acuerdo con las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

4. Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes de mercado, de acuerdo con las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Asimismo son responsabilidades del operador del mercado con respecto a los vendedores:

a) Confirmar la recepción de la oferta económica de venta de energía eléctrica.

b) Poner a su disposición la información contenida en las ofertas de tal modo que los agentes del mercado puedan reproducir en sus sistemas informáticos el proceso de casación, conforme a lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

c) Verificar la oferta económica de venta de energía eléctrica que le haga el vendedor, así como comunicarle el resultado de la verificación.

d) Aceptar la oferta económica de venta de energía eléctrica si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e incluir dicha oferta en el proceso de casación y orden de precedencia económica.

e) Poner a disposición del vendedor, si así lo solicitara, la información acerca de si la oferta ha resultado o no incluida en el resultado de la casación y, en su caso, la justificación de su exclusión.

f) Mantener la confidencialidad de la información que el vendedor haya puesto a su disposición en la oferta económica de venta de energía eléctrica desde el momento de su presentación y durante un periodo de treinta (30) días desde el cierre de la sesión de contratación para el que fue presentada.

Son responsabilidades del operador del mercado con respecto a los compradores:

a) Confirmar la recepción de la oferta de adquisición de energía eléctrica.

b) Poner a disposición de los compradores la información contenida en las ofertas de tal modo que los agentes del mercado puedan reproducir en sus sistemas informáticos el proceso de casación, conforme a lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

c) Verificar, en los términos establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, la oferta económica de adquisición de energía eléctrica que le haga el comprador y comunicarle su resultado.

d) Aceptar la oferta económica de adquisición de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e incluir dicha oferta en el proceso de casación y orden de precedencia económica.

e) Informar al comprador, si así lo solicita acerca de si la oferta de adquisición de energía eléctrica que incorpore el precio de la energía demandada ha resultado o no incluida en el resultado de la casación y, en su caso, las razones de su exclusión.

f) Mantener la confidencialidad que el comprador haya puesto a su disposición en la oferta económica de adquisición de energía eléctrica durante treinta (30) días desde el cierre de la sesión de contratación de que se trate.

DECIMA.- GARANTÍAS

Los agentes del mercado que actúen como adquirentes de energía eléctrica en el mercado de producción deberán prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de su participación en el mismo, en modo tal que se garantice a los vendedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio final de la misma y los impuestos que correspondieran.

La falta de prestación de esta garantía, la falta de aceptación por el operador del mercado, por considerarla insuficiente o su falta de mantenimiento o actualización impedirán al agente del mercado intervenir en el mercado de producción.

El agente del mercado acepta por medio de la firma del presente contrato de adhesión la ejecución de las garantías que habrán de reunir las características y materializarse en los términos establecidos en las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Para la ejecución de las garantías se estará, asimismo, a lo que se establece en dichas Reglas.

En todo caso, el comprador que se retrase en el pago por sus adquisiciones de energía eléctrica vendrá obligado, sin perjuicio de su responsabilidad por los daños y perjuicios que causare por el retraso, a satisfacer por las cantidades adeudadas y no pagadas, intereses de demora, calculados desde la fecha en que el pago fuere exigible sin que se hubiera verificado, hasta la fecha en que se hubiere abonado la cantidad pendiente. El tipo de interés de demora aplicable será el establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

UNDÉCIMA.- SUPERVISIÓN

El Comité de Agentes del Mercado, feferido en el artículo 33 de la Ley del Sector Eléctrico, tendrá la función de supervisión y control de la gestión económica del sistema y, por tanto, de la ejecución de lo dispuesto en el presente contrato de adhesión y en las Reglas de Funcionamiento del Mercado en los términos establecidos en el artículo 28 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El Comité de Agentes del Mercado tendrá acceso a los sistemas de información del operador del mercado al objeto de facilitar el adecuado ejercicio de sus funciones

DUODECIMA.- CONFIDENCIALIDAD

El agente del mercado y el operador del mercado se obligan a observar confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener acceso como consecuencia de su participación en el mercado de producción de energía eléctrica. A los efectos del presente contrato no se consideran confidenciales aquellas informaciones que sean accesibles al público o que el agente del mercado o el operador del mercado hayan recibido legítimamente de un tercero o que sea necesario revelar por decisión de autoridad competente, ya sea judicial o administrativa.

DECIMOTERCERA.- DETERMINACIÓN DEL PRECIO FINAL DE LA ENERGÍA, LIQUIDACIÓN Y PAGO

Para realizar la liquidación el operador del mercado seguirá el procedimiento que se contempla en las Reglas de Funcionamiento del Mercado. En todo caso, la retribución corresponde a los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica como resultado de la liquidación incorporará, en su caso, los siguientes elementos:

a) La retribución de la energía eléctrica efectivamente producida al precio marginal de cada periodo horario de programación de que se trate en el que la unidad de producción haya sido despachada, y la que corresponda al mercado intradiario.

b) El coste de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas.

c) La retribución de la garantía de potencia prestada efectivamente al sistema en el período horario de programación de que se trate.

d) La retribución por los servicios complementarios necesarios en el período horario de programación de que se trate.

El operador del mercado realizará las liquidaciones provisionales y definitivas y resolverá, previo informe del Comité de Agentes del Mercado, las incidencias que surjan en la misma, en los términos que se establecen en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

DECIMOCUARTA.- REVISIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

1.- Las Reglas de Funcionamiento del Mercado podrán ser objeto de revisión, modificación, enmienda o sustitución en los términos que se establecen en las propias Reglas de Funcionamiento del Mercado, con la participación del Comité de Agentes del Mercado.

2.- En todo caso, la adhesión de cada agente del mercado a las Reglas de Funcionamiento del Mercado lo es, también, a todas las modificaciones que puedan introducirse en las mismas.

DECIMOQUINTA.- ENTRADA EN VIGOR, DURACIÓN Y MODIFICACIONES

1.- Por virtud de lo establecido en el artículo 27.2.b) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, corresponde al operador del mercado presentar al Ministerio de Industria y Energía, para su aprobación, las propuestas de modificaciones al presente contrato de adhesión que considere adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico y en sus normas de desarrollo.

El operador del mercado vendrá obligado a presentar el Ministerio de Industria y Energía propuestas de modificaciones del presente contrato de adhesión en aquellos casos en que sea necesario para cumplir con lo que establezcan la

Ley o sus normas de desarrollo vigentes en cada momento, quien resolverá previo informe de la CNSE.

De igual modo, el operador del mercado, por propia iniciativa y previo informe del Comité de Agentes del Mercado revisará las presentes Reglas cuando resulte conveniente. El informe del Comité de Agentes del Mercado deberá emitirse en el plazo de 15 días entendiéndose emitido transcurrido dicho plazo. Transc: os seis meses desc a aprobación inicial de estas Reglas, se iniciará un procedimiento de revisión de las mismas que se tramitará de acuerdo con las normas establecidas en esta Regla. De igual modo, el operador del mercado presentará al Ministerio de Industria y Energía las propuestas de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado que presente el Comité de Agentes del Mercado.

2.- En todo caso, el operador del mercado podrá dictar las instrucciones operativas que resulten necesarias para la mejor aplicación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado que deberá emitirse en el plazo de quince días, entendiéndose emitido transcurrido dicho plazo. Estas instrucciones deberán ser cumplidas por los compradores y vendedores que participen en el mercado de producción de energía eléctrica.

El operador del mercado podrá elaborar guías de usuario para la eficaz utilización por los agentes del mercado de los sistemas informáticos que la normal operación del mercado de producción de energía eléctrica requiera.

DECIMOSEXTA.- NOTIFICACIONES

1.- Cualesquiera notificaciones que deban hacerse por virtud de este contrato de adhesión de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, lo serán en la dirección de las partes que figura en este contrato. No obstante, las partes podrán variar el lugar de recepción de las notificaciones por medio de la notificación efectuada con siete (7) días de antelación a que se produzca tal cambio.

2.- Las notificaciones deberán hacerse por cualquier medio que deja constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

DECIMOSEPTIMA.- LEGISLACIÓN APLICABLE Y SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

1.- Serán de aplicación al presente contrato de adhesión y a las Reglas de Funcionamiento del Mercado las Leyes españolas.

2.- Los conflictos que puedan surgir en la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.1.14ª de la Ley del Sector Eléctrico y en la Disposición transitoria 8ª del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, respetando las competencias de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, se someten, con renuncia a cualquier otro Juez o Tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha Comisión, de acuerdo con el artículo 8.1.10ª de la Ley 54/1997, o al arbitraje de derecho que se celebrará en la ciudad de Madrid por tres árbitros, de conformidad con las reglas de la UNCITRAL y con la Ley de Arbitraje de Derecho Privado de 5 de diciembre de 1988 y, por consiguiente, con sometimiento expreso al laudo que se dicte. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse a arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro Juez o Tribunal que pudiera resultar competente.

Aceptación por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. de la adhesión del agente del mercado descrito en el encabezamiento de este documento al presente Contrato y a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

La "Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.", domiciliada en el Pº del Conde de los Gaitanes, 177, 28109 Alcobendas (Madrid) y, en su nombre y representación, su Presidenta Dª. Mª Luisa Huidobro y Arreba, acepta la adhesión que formula el agente del mercado identificado en el encabezamiento de este documento a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, en los términos y condiciones expresados en el presente contrato de adhesión.

Alcobendas, Madrid, 30 de junio de 1998

El agente del mercado por sí y por sus entidades filiales, participadas o cuya representación ostenta.

Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.