

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.3, P.O.3.7, P.O.3.8, P.O.7.2, P.O.7.3, P.O.14.4 y P.O.14.8.**

Expediente INF/DE/069/15

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D.<sup>a</sup> Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 30 de julio de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función consultiva establecida en el artículo 5 (apartados 2 y 3) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y el artículo 6.37 de la misma Ley, en relación con el artículo 31 del RD 2019/1997, de 26 de diciembre., y previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, según lo establecido en la Disposición transitoria décima de la misma Ley 3/2013, de 4 de junio, acuerda emitir el siguiente informe sobre la Propuesta del Operador del Sistema de modificación de varios procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:

**1. Antecedentes**

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En relación con el mercado de producción de energía eléctrica, entre otras cosas, este Real Decreto elimina la diferenciación entre régimen ordinario y régimen especial; establece las condiciones de la participación de estas instalaciones en el mercado eléctrico y regula su participación en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema. Todo ello, requiere para su implementación la introducción de múltiples modificaciones en los procedimientos de operación del sistema, así como otras normas de desarrollo de dicho real decreto.

Con fecha 8 de mayo de 2015 tuvo entrada en esta Comisión oficio de la Secretaría de Estado de Energía adjuntando para informe preceptivo (función consultiva, según lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio), previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo (disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio), la propuesta recibida del Operador del Sistema de modificación de los procedimientos de operación 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 3.8, 7.2, 7.3, 14.4 y 14.8, para su adaptación al cambio normativo referido, así como para la introducción de otras mejoras.

El día 8 de mayo de 2015, la CNMC remitió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta, al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles.

## 2. Contenido de la propuesta objeto de este informe

La propuesta recibida de la Secretaría de Estado de Energía tiene por objeto adaptar los procedimientos de operación que regulan la operación del sistema eléctrico, la participación en servicios de ajuste y la liquidación de los desvíos, entre otros, al Real Decreto 413/2014, de 26 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Adicionalmente, el Operador del Sistema propone otras modificaciones, las cuales, aunque no son necesarias para la implantación del Real Decreto 413/2014, producirán, en opinión de dicho operador, mejoras en la operación del sistema.

Modificaciones de carácter general que el Operador del Sistema introduce en los procedimientos de operación:

- Se elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial.
- Se introduce en el proceso de programación la prioridad de despacho establecida en el Real Decreto 413/2014.
- Se introducen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema: pertenecer a una tecnología apta y superación de las pruebas de habilitación<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> El Artículo 10 del Real Decreto 413/2014 regula la participación de las instalaciones renovables, cogeneración y residuos en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema en los siguientes términos:

*“1. Las instalaciones objeto del presente real decreto podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente:*

- a) Requerirán habilitación previa del Operador del Sistema.*
- b) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.*

*2. La Secretaría de Estado de Energía establecerá, mediante resolución, los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías objeto de este real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, [...].*

- Se elimina el anterior requisito de disponer de autorización administrativa específica para participar en servicios de ajuste.
- Se elimina la condición de oferta mínima (5 MW) que aplicaba al antiguo régimen especial.
- Se sustituyen las referencias a la Comisión Nacional de la Energía por la comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; asimismo, se sustituyen las referencias a la Ley 54/1997 por la Ley 24/2013.

A continuación se describen brevemente las modificaciones más relevantes que el operador propone incorporar en cada uno de los procedimientos de operación:

#### P.O.3.1 Programación de la generación

- Se eliminan las referencias a la programación de contratos bilaterales para la utilización de derechos físicos de capacidad en la interconexión España-Portugal, ya que en la actualidad son de tipo financiero.
- Se define el concepto de Subastas Diarias de Respaldo (SDR), como solución de salvaguarda ante un desacoplamiento del mercado diario Mibel del resto de mercados diarios europeos, introduciéndose las modificaciones necesarias para la implantación de este mecanismo, el cual se considera aplicable sólo en situaciones excepcionales.
- Se incluye la contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir (P.O.3.9) en el proceso de programación de la generación.
- Se modifican los conceptos de sujeto titular y sujeto representante proponiéndose de forma más genérica el uso de la terminología “sujeto de mercado”.
- Se sustituye el término “Unidad de Gestión Hidráulica (UGH)” por una referencia más general a unidades de programación hidráulicas (tal que incluye tanto las del antiguo régimen ordinario como las del especial), aunque se mantiene el término UGH en otros ámbitos (Anexo II), por estar regulada la existencia de estas unidades en la normativa vigente aplicable al sistema eléctrico.
- Se establecen los criterios de organización de las unidades de programación (agrupaciones, etc.), tanto para la entrega como para la toma de energía.
- Se incluye un nuevo Anexo V “Reclamaciones en relación con la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema” en el que se describe el procedimiento común a seguir en el tratamiento de las reclamaciones, que actualmente se repite en el procedimiento de cada servicio.
- Se incorporan las definiciones de representación directa e indirecta, aunque no se recoge en este procedimiento el concepto de

---

*3. Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste será aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía [...].”*

representación por cuenta propia, según indica el Operador del Sistema, por no ser utilizado en el Real Decreto 413/2014 y no ser de aplicación a los criterios y organización de las unidades de programación.

#### P.O.3.2 Restricciones técnicas

- Se introducen modificaciones para contemplar los nuevos criterios de prioridad en la evacuación de la producción, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 413/2014<sup>2</sup>.
- Se tiene en cuenta la existencia de sistemas coordinados para la gestión de la capacidad de intercambio<sup>3</sup>.
- Se eliminan las referencias a las unidades de importación de energía sin derechos de capacidad, ya que con la regulación actual y el acoplamiento de los mercados no existe esta posibilidad.
- Se establece que todas las instalaciones renovables no hidráulicas quedan exceptuadas de participar en la fase II de restricciones técnicas del PDBF<sup>4</sup>.
- Se suprimen las referencias a las Unidades de Gestión Hidráulica (UGH).
- Se establece que la energía programada por restricciones técnicas a subir como diferencia entre el mínimo técnico de la unidad y el programa PDBF de la unidad cuando sea superior a cero y no corresponda a un proceso de desacoplamiento de la unidad, será retribuida al precio marginal horario del mercado diario.
- Se incluye que cuando los incrementos de programa por seguridad requieran un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo

---

<sup>2</sup> Artículo 6 del Real Decreto 413/2014 sobre derechos de los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

*“2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requerimientos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno.”*

<sup>3</sup> La Orden IET/843/2012, modifica el Anexo II del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, en el sentido de excluir de la participación en restricciones a las importaciones de energía a través de interconexiones en las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

<sup>4</sup> El objeto de esta disposición es, según indica el Operador del Sistema, evitar que en el PDBF se establezcan programas de producción superiores a los reales para su posterior reducción en dicha fase II de restricciones técnicas; facilitándose así que este programa se ajuste lo máximo posible al programa final de cada unidad, lo que reduciría la necesidad de despachar energía por restricciones y otros servicios de ajuste.

combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas se retribuyan los arranques programados y realizados de cada turbina, independiente de que el incremento de programa sea establecido sobre la base de la oferta de terciaria o a la oferta de restricciones.

#### P.O.3.3 Gestión de desvíos

- Se establece que se revisarán las asignaciones del servicio de gestión de desvíos generación-consumo para verificar el cumplimiento efectivo del mismo, por zona de regulación o, en su caso, para cada conjunto de unidades del mismo sujeto de liquidación.

#### P.O.3.7 Generación no gestionable

- Se adapta la terminología referente a las instalaciones de producción de acuerdo con el REAL DECRETO 413/2014 y se unifican los requisitos para toda la producción de energía procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
- Se modifica la información estructural a enviar al Operador del Sistema y se adecúa la redacción para contemplar la posibilidad de que el intercambio de información se realice por vía telemática.
- Se flexibilizan los mecanismos de reparto de las limitaciones de programa aplicables a la producción.

#### P.O.3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento

- Se modifica la definición de fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, así como los requisitos previos para la autorización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 39.1.d del Real Decreto 413/2014<sup>5</sup>.

#### P.O.7.2 Regulación secundaria

- Sólo modificaciones de carácter general.

#### P.O.7.3 Regulación terciaria

- Se establece que se revisarán las asignaciones del servicio de regulación terciaria para verificar el cumplimiento efectivo del mismo, por zona de regulación o, en su caso, para cada conjunto de unidades del mismo sujeto de liquidación.

---

<sup>5</sup> Artículo 39 (Real Decreto 413/2014). Inscripción previa (en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica):

1. *“La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, de:  
[...] d) El informe del gestor de la red de transporte, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con los requisitos establecidos en el presente real decreto.”*

#### P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago

- Se añade la liquidación por parte del Operador del Sistema del servicio de ajuste de control del factor de potencia correspondiente al periodo transitorio comprendido entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014<sup>6</sup>.
- Se elimina la separación del cálculo de los desvíos correspondientes a instalaciones de producción en régimen especial y régimen ordinario ubicadas fuera de zona de regulación. Es decir, en la propuesta, se calcula el desvío agregado de todas las instalaciones de producción que no están en zona de regulación, independientemente de su régimen anterior.
- Se incluye un nuevo apartado con la liquidación de la nueva penalización por incumplimientos de las asignaciones de energía de gestión de desvíos y regulación terciaria a subir o bajar. Esta liquidación se calcularía para cada zona de regulación o para cada conjunto de unidades de producción del mismo sujeto de liquidación que no están en zona de regulación.
- Se elimina la exención de coste de desvíos a instalaciones de tipo 5 a partir del 1 de junio de 2015<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, desarrolló el nuevo régimen retributivo de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con efectos desde el 14 de julio de 2013. En concreto, el artículo 7.e) estableció el control del factor de potencia como servicio de ajuste del sistema, así como la obligación de pago por incumplimiento y la asignación de los fondos obtenidos para minorar el coste de los servicios de ajuste.

El Operador del Sistema ha procedido a implantar los intercambios para recibir en su Concentrador Principal las medidas horarias de las instalaciones de las que no es encargado de la lectura, necesarias para determinar el incumplimiento a liquidar, y se ha procedido a la liquidación del control del factor de potencia desde junio de 2014. Sin embargo, está pendiente la liquidación de julio 2013 a mayo 2014 hasta que se reciban en el concentrador Principal las medidas horarias individuales de ese periodo. Además, la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 establece una regularización de las liquidaciones a cuenta practicadas por la CNMC por la producción del 14 de julio de 2013 al 31 de mayo de 2014, en aplicación de la cual, la CNMC ha ido devolviendo los importes correspondientes a los incumplimientos del factor de potencia durante el periodo transitorio.

Para ello, el Operador del Sistema considera necesario incluir en el P.O.14.4 la regularización de los incumplimientos en el periodo transitorio. En particular, establece el criterio de liquidar el incumplimiento al representante de la instalación en el momento de la regularización, aunque tuviera otro representante en el mes del incumplimiento. Considera el operador que este criterio se justifica por las siguientes circunstancias singulares: dos modalidades de liquidación y de representación durante el mismo periodo, el de la regularización inicial de la CNMC y el de la regularización posterior del Operador del Sistema; el incumplimiento no estaba definido como servicio de ajuste en el momento del mismo; los titulares deben devolver los importes a través de la liquidación de servicios de ajuste del sistema pero un número considerable ha recibido directamente la devolución de la CNMC sin intervención financiera de su representante, o a través de un representante con el que ya no tiene relación contractual al existir liquidaciones definitivas del periodo transitorio.

<sup>7</sup> La Disposición final segunda del Real Decreto 413/2014 modifica el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24

- Se eliminan apartados relativos a disposiciones del Real Decreto 661/2007 derogados por el Real Decreto 413/2014. Por ejemplo, la comunicación de información necesaria para liquidar las primas reguladas por el anterior real decreto.

#### P.O.14.8 Sujeto de liquidación

- Se adapta el texto a la práctica realizada en los últimos años, en especial en lo relativo al flujo de información y a la operativa que se desarrolla entre los sujetos de liquidación, los titulares, el Operador del Sistema y los encargados de la lectura.
- Se expande la aplicación del texto a la totalidad de las instalaciones de producción y de sus sujetos de liquidación, tanto del anterior régimen ordinario como especial.
- Se incorporan mejoras derivadas de la experiencia reciente, de forma que se contemplen situaciones particulares de cambio de sujeto de liquidación: cambios por modificaciones normativas, errores, fusiones y absorciones, etc.

### **3. Consejo Consultivo de Electricidad**

En el transcurso del periodo de consulta, se ha recibido respuesta de los siguientes sujetos:

- **Administraciones:** la Generalitat de Catalunya, la Junta de Andalucía y la Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición.
- **Asociaciones:** la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE), la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), la Asociación de Productores Independientes de Energía Eléctrica en Régimen Ordinario (APRIE), la Asociación de Representantes en el Mercado de Electricidad (ARMIE), la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar) y la European Federation of Energy Traders (EFET).
- **Empresas:** Acciona Energía S.A., Endesa S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. (Grupo EDP), Gas Natural Fenosa, E.On (Viesgo), Iberdrola España e Iberdrola Distribución Eléctrica.

En el Anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad (**CONFIDENCIAL**). Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos más relevantes de estos comentarios.

Los sujetos consideran en general adecuada la adaptación propuesta, no obstante, dada la repercusión que cualquier detalle puede tener en sus

---

de agosto. El apartado Tres de dicha disposición final segunda modifica la redacción del apartado 3 de la disposición transitoria segunda del RD1110/2007. La nueva redacción exige que los equipos de medida instalados en puntos tipo 5 de generación sean sustituidos por equipos con discriminación horaria e integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura con anterioridad al 31 de mayo de 2015.

posibilidades de participar en los servicios de ajuste y obtener la correspondiente retribución, son muchos los aspectos sobre los que formulan comentarios. También hay que tener en cuenta que los distintos tipos de sujetos no valoran del mismo modo algunas propuestas del Operador del Sistema; otras propuestas, sin embargo, han recibido la oposición de todo el sector eléctrico.

Un tema que ha suscitado un rechazo generalizado es la introducción de una nueva penalización por incumplimientos en la prestación de los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria. Los sujetos consideran que el riesgo de ser penalizado desincentivará la participación en el servicio de los pequeños proveedores y conllevará un incremento generalizado del importe de las ofertas, aumentando en consecuencia el coste del servicio para el consumidor. Prácticamente todos los sujetos solicitan la eliminación de esta penalización, especialmente los ajenos a las zonas de regulación secundaria, por considerar que les perjudica especialmente, ya que las zonas presentan, el menos en teoría y según ellos, un menor riesgo de penalización por tener un menor desvío. Alegan que la penalización no es necesaria porque el incumplimiento ya recibe el desincentivo del coste del desvío, por lo que resulta una doble penalización; también alegan que la división de las áreas de balance en dos bloques: zonas de regulación y el resto, no está justificada y tendrá consecuencias negativas para los agentes con menor cartera de oferta, al dividir su capacidad de netear desvíos.

Otro tema que preocupa a los nuevos entrantes en la prestación de los servicios de ajuste son las posibles barreras de entrada que propone establecer el Operador del Sistema con la justificación de salvaguardar la seguridad pero que, en opinión de algunos sujetos, no son necesarias y producirán un efecto negativo: pérdida de recursos del sistema y reducción de la posible competencia en la oferta a los servicios, lo que evitaría la reducción de los costes que éstos trasladan al consumidor, así como impedir a las tecnologías del Real Decreto 413 la obtención de una retribución adicional en servicios de ajuste que prevé dicho real decreto. Sería el caso, por ejemplo, de la participación en la fase de recuadre de las restricciones técnicas, la cual el Operador del Sistema propone que sólo sea accesible a las instalaciones que hayan superado las pruebas para la prestación de los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria (gestionables), impidiendo en todo caso la participación a las renovables no hidráulicas.

Otro ejemplo de barrera es la constitución de zonas de regulación para la participación en el servicio de regulación secundaria, se exige un tamaño mínimo de zona de 300 MW (Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre) a la vez que la propuesta que ahora se informa exige la superación de las pruebas de habilitación para participar en gestión de desvíos y terciaria a todas las instalaciones que formen parte de la zona, aunque no vayan a ser proveedoras del servicio. Ambos requisitos consideran que complican la constitución de



zona en el caso de nuevos proveedores que no cuenten con una considerable cartera de instalaciones gestionables.

También resulta problemáticos los criterios propuestos para la constitución de las unidades de programación. El Real Decreto 413/2014 dispone que para la participación en servicios de ajuste, las unidades físicas podrán agruparse para alcanzar los umbrales mínimos de oferta exigidos. Para ello, el Operador del Sistema propone en el P.O.3.1 la constitución de unidades de programación para la entrega de energía que engloban distintas unidades físicas de una misma tecnología y sujeto de liquidación. A este respecto, algunos sujetos alegan que debería permitirse la agrupación de unidades de distinta tecnología, con objeto de alcanzar más fácilmente los mínimos exigidos para la participación en servicios de ajuste (10 MW de oferta mínima) y pasar las pruebas de habilitación correspondientes. Al mismo tiempo, otros sujetos solicitan que se les permita dividir estas unidades de programación en distintos grupos ubicados en un mismo nodo de la red de transporte, con objeto de aumentar su capacidad de participación en la resolución de restricciones técnicas zonales.

Otro tema que preocupa a algunos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad es la aplicación de la prioridad de despacho de las energías renovables, cogeneración y residuos. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el artículo 6.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establece que *“la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema”*. Además, el Anexo XV del Real Decreto 413/2014 añade que en la prioridad de evacuación tendrá particular preferencia la generación renovable no gestionable. No queda claro sin embargo el alcance que el real decreto concede a esta prioridad, si alcanza a todos los mercados mayoristas, incluidos los correspondientes a servicios de ajuste, o si se refiere exclusivamente al tiempo real, entendiendo como tal los cortes de producción por imposibilidad de integración de la generación.

En la propuesta de procedimientos, el Operador del Sistema ha considerado que el artículo 6.2 del Real Decreto 413/2014 antes citado aplica a los servicios de ajuste, pero que los criterios adicionales del Anexo XV (prelación por gestionabilidad) sólo aplica a las restricciones de evacuación reguladas en el P.O.3.2. A este respecto, se presentan por parte de los sujetos distintas interpretaciones y valoraciones, según los intereses de cada uno. Algunos consideran que no puede cumplirse la disposición si las instalaciones renovables no pueden participar en la segunda fase de restricciones, ya que no dispondrán de oferta con precio a bajar y, por tanto, no podrán valorarse las condiciones económicas. Otros ven incompatible el principio de prioridad con el mantenimiento de la posibilidad de vertidos en tiempo real sin criterio

económico. Incluso alguno solicita que se elimine la prelación de ofertas por tecnología en los mercados de servicios de ajuste, ya que considera que tal prelación impide a las instalaciones competir en igualdad de condiciones que las tecnologías convencionales y mejorar su posición económica, especialmente si se les otorga prioridad a subir pero no a bajar.

La propuesta del Operador del Sistema de retribuir la energía hasta mínimo técnico de aquellas unidades requeridas por este servicio de ajuste que hayan resultado programadas en PDBF por debajo del mínimo técnico al precio marginal horario del mercado diario, en vez del precio de oferta, ha sido criticada por los titulares de centrales térmicas convencionales (esencialmente carbón y ciclos combinados). Consideran que la medida será perjudicial para el sistema en varios sentidos: incremento del precio de casación del mercado diario, incremento del volumen de energía gestionado y del coste del servicio de resolución de restricciones técnicas, pérdida de competitividad en el mercado de resolución de restricciones técnicas. Citan incluso la posibilidad de que con esta medida se llegue a imposibilitar la supervivencia de algunas instalaciones de ciclo combinado.

Otros comentarios relevantes del Consejo Consultivo:

- Se deben igualar las referencias a sujetos representantes en los procedimientos en los mismos términos recogidos en la Ley 24/2013: contemplar todas las opciones posibles. La representación en nombre ajeno no se contempla en los procedimientos porque en ese caso las unidades de programación pertenecen al titular de la instalación.
- Un sujeto solicita que, aunque no es objeto de la modificación actual, dado que se introducen otras mejoras, se aproveche para extender la minoración de la retribución para hacer frente a los impagos a todos los sujetos que reciben ingresos tanto del Operador del Sistema como del Operador del Mercado, y no sólo a los primeros como ocurre en la actualidad. Esta minoración se ha incrementado bruscamente en los últimos años y afecta especialmente a la tecnología de los ciclos combinados, que en algunos casos perciben la mayor parte de sus ingresos vía pagos por capacidad liquidados por el operador del sistema.
- Se solicita revisar el tratamiento de los dispositivos de teledisparo en el caso de congestiones identificadas en la evacuación de la generación (apartado 3.4.1.1.5.6 del P.O.3.2): eliminar el criterio de prioridad de despacho como orden de activación para evitar que en nudos congestionados con diferentes tipos de generación siempre lo instale y lo active el que tenga menor prioridad, y eliminar la opción de la limitación zonal, dando prioridad a los grupos que tengan activado teledisparo y estableciendo límites individuales según orden de ofertas para los demás.
- Respecto a la liquidación de los incumplimiento del factor de potencia de las instalaciones de producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, los miembros del Consejo Consultivo no consideran adecuada la propuesta del Operador del Sistema consistente

aplicar la liquidación al representante de la instalación en el momento de la regulación, al contrario, defienden que ésta debe aplicarse al sujeto de liquidación y al mes al que corresponde el incumplimiento.

## **4. Consideraciones generales**

### **4.1 Sobre la oportunidad y suficiencia de la propuesta**

La propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema para su adaptación a lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, está orientada a permitir la participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

No obstante, hay que tener en cuenta que el desarrollo regulatorio del Real Decreto 413/2014 y, en particular, su Título III sobre participación en el mercado eléctrico, requiere otros cambios normativos además de la modificación de los procedimientos de operación:

- De acuerdo con el artículo 10.2 del citado real decreto, se requiere una resolución de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante, SEE) que establezca los criterios bajo los cuáles las diferentes tecnologías objeto del real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste.
- De acuerdo con el artículo 10.3 del mismo real decreto, las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste serán aprobadas mediante resolución de la SEE a propuesta del Operador del Sistema.

La propuesta de pruebas de habilitación ya fue remitida a esta Comisión por la SEE para informe. Dicha propuesta está siendo analizada a la vez que la propuesta de procedimientos objeto del presente informe, dada la interrelación y dependencia entre ambas propuestas. Sin embargo, no se tiene conocimiento por parte de la CNMC del contenido de la resolución que va a establecer los criterios de aptitud para participar en servicios de ajuste.

Por una parte, el desconocimiento del contenido dicha resolución impide valorar correctamente la propuesta de procedimientos y pruebas de habilitación, ya que no se conoce de forma precisa a qué tecnologías y en qué condiciones resultan de aplicación. Por otra parte, los procedimientos ya establecen limitaciones a la participación de ciertas tecnologías en algunos servicios de ajuste que deben ser acordes a lo que establezca la Resolución prevista en el apartado 2 del artículo 10 del Real Decreto 413/2014.

En relación con dichos criterios de participación en servicios de ajuste, se formulan las siguientes advertencias al respecto:

- Por una cuestión de transparencia y claridad normativa, cualquier limitación generalizada a participar en servicios de ajuste, independientemente de que figure en los procedimientos, debería establecerse en la Resolución de criterios de participación en servicios de ajuste (artículo 10.2 del Real Decreto 413/2014), prevista a tal efecto, aunque los procedimientos de operación tengan el mismo rango normativo. Este es el caso, por ejemplo, de la exclusión de las tecnologías renovables no hidráulicas de la fase II del proceso de resolución de restricciones técnicas.
- En relación con lo anterior, indicar que debe justificarse adecuadamente la posibilidad de excluir una tecnología, ya que el artículo 10.2 del Real Decreto 413/2014 se refiere a criterios bajo los cuáles las diferentes tecnologías puedan ser consideradas aptas.
- Por otra parte, debe tenerse en cuenta que la Resolución antes citada está prevista para aplicar exclusivamente a las instalaciones reguladas por el Real Decreto 413/2014. No obstante, los criterios deberían ser comunes para todo el parque generador y no tener carácter discriminatorio.

Por último, indicar que el Procedimiento de Operación 3.9 “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir” no ha sido incluido en la propuesta. Sin embargo, sí requiere modificaciones, ya que incluye entre los proveedores del servicio a *“los sujetos titulares de unidades térmicas de programación de régimen especial de carácter gestionable”*.

#### **4.2 Sobre el concepto de gestionabilidad y la participación en servicios de ajuste**

El concepto de gestionabilidad de la generación en régimen especial era utilizado con anterioridad a la publicación del Real Decreto 413/2014 como una herramienta de etiquetaje para determinar, entre otras cosas, el requisito previo para participar en los distintos servicios de ajuste (artículo 33 del Real Decreto 661/2007). La gestionabilidad ha desaparecido del texto del Real Decreto 413/2014 a estos efectos, siendo sustituida por el establecimiento de criterios y la superación de pruebas de habilitación.

Sí aparece, sin embargo, el concepto de gestionabilidad en el Anexo XV del Real Decreto 413/2014, a efectos de establecer prioridad en la conexión a la red y en el despacho de la producción. El propio real decreto define qué se considera no gestionable en los siguientes términos:

*“A efectos de lo previsto en este apartado, se entenderá por generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del Operador del Sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de*

*producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.”*

En cumplimiento de la anterior disposición, se mantienen ciertas referencias en los procedimientos a la gestionabilidad de las instalaciones, pero ante la desaparición de las pruebas de gestionabilidad, no queda claro cómo se establecerá dicha condición, ni siquiera si la gestionabilidad ha de considerarse propia de la instalación o podría ser una condición temporal. Por ejemplo, cabría valorar la posibilidad de considerar no gestionables a las hidráulicas de embalse en situación de vertido o en riesgo inminente de vertido.

Adicionalmente, en algunos servicios de ajuste para cuya participación se requería ser gestionable, este requisito no desaparece de la propuesta del Operador del Sistema sino que se sustituye por la habilitación para participar en otros servicios de ajuste.

Así por ejemplo, en el caso del servicio de restricciones técnicas, actualmente no se exige en general superar pruebas de habilitación (Real Decreto 2351/2004 y P.O.3.2), aunque sí se exige al régimen especial tener la condición de gestionable. La propuesta de modificación del P.O.3.2 exige, para poder participar en la fase II de recuadre de energía estar habilitado para prestar los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria. Esta exigencia no parece estar justificada, ya que se pide tener capacidad para modificar carga en 15 minutos (necesario para poder prestar terciaria) cuando el cambio de programa derivado de la participación en restricciones técnicas se realiza con un día de antelación.

También se requiere esta misma habilitación (prestar los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria) para poder formar parte de una zona de regulación, aunque no se vaya a prestar ni siquiera el servicio de regulación secundaria<sup>8</sup>.

En conclusión, esta Comisión considera que debe establecerse claramente el concepto de gestionabilidad, más allá de la definición dada en el Real Decreto 413/2014, fijando criterios precisos para tal condición. Asimismo, debe valorarse la necesidad de exigir capacidad de regulación terciaria para reducir programa en fase II de restricciones y para poder formar parte de una zona de regulación. En caso de considerarse, se debería valorar la utilización del concepto más genérico, equivalente al de gestionabilidad, en vez de la habilitación en otros servicios más exigentes.

---

<sup>8</sup> Esto último se establece en la propuesta de pruebas de habilitación, que está siendo informada en paralelo por esta Comisión.

### **4.3 Sobre la penalización por incumplimiento en la prestación del servicio de gestión de desvíos y terciaria**

Como se ha indicado anteriormente, la propuesta de modificación incluye un apartado con la liquidación de una nueva penalización por incumplimiento de las asignaciones de energía de gestión de desvíos y regulación terciaria a subir o bajar. Esta liquidación se calcularía para cada zona de regulación o para cada conjunto de unidades de producción del mismo sujeto de liquidación que no están en zona de regulación.

Tal y como se ha dicho, se han recibido numerosas críticas por la nueva penalización por incumplimiento en la prestación de los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria, por parte del Consejo Consultivo de Electricidad. En particular, alegan que la penalización no es necesaria porque el incumplimiento ya recibe el desincentivo del coste del desvío, por lo que resulta una doble penalización.

Es innegable que el efecto de añadir cualquier riesgo de coste o penalización será un incremento del importe de las ofertas y un aumento del coste del servicio. Asimismo dificultará la entrada a los productores renovables, cogeneración y residuos en unos servicios de ajuste a los que, por primera vez, se les da entrada.

No obstante, para aquellos agentes que no cuentan con zona regulación, se considera que, en caso de no existir penalización, el incumplimiento del servicio de terciaria y gestión de desvíos podría suponer únicamente la pérdida de los ingresos obtenidos en estos mercados en el peor de los casos, a través del pago del coste del desvío. Esta situación podría incentivar la participación en servicios de ajuste de energías que no aportasen la suficiente firmeza al operador del sistema, y en consecuencia, provocar una mayor programación de servicios de ajuste en compensación.

Desde el inicio del mercado, prácticamente todas las unidades que prestaban servicios de gestión de desvíos y terciaria han estado incluidas dentro de zonas de regulación. Estas unidades ya percibían, en ausencia de la penalización, el incentivo a cumplir con los servicios comprometidos, dado que el no cumplir con la prestación del servicio de terciaria con las unidades asignadas, les supone la utilización de otros recursos de la zona de regulación para compensar dicha energía, y en consecuencia la posibilidad de incurrir en un incumplimiento de la banda de secundaria, que sí que cuenta con una penalización del 50% del valor de la banda más el propio desvío.

Por todo ello, se considera necesario el mantenimiento de la mencionada penalización, y en particular para aquellos agentes que no cuentan con zona de regulación. No obstante, dada la falta de aprendizaje en lo relativo a la participación de las energías renovables, la cogeneración y los residuos en otros mercados, tanto por parte de estas tecnologías como por parte del

operador del sistema, se considera que esta penalización debería ser revisada a la vista de la práctica obtenida en este ámbito en un plazo no superior a un año. Todo ello con el objetivo de que la penalización no resulte una barrera para la participación en estos mercados ni un incremento del coste del servicio. Para ello, la normativa debería prever una propuesta de revisión por parte del operador del sistema en este sentido.

No obstante lo anterior, resulta necesario realizar las siguientes observaciones:

- Un aspecto relevante en el caso de unidades fuera de zona de regulación, es el modo en que se computa el incumplimiento en el caso de agregación por sujeto de liquidación. En ese caso, no queda claro en la propuesta si el incumplimiento se calcula considerando sólo las unidades de programación que prestan el servicio o todas las unidades del sujeto de liquidación. En opinión de esta Comisión, en el cálculo del incumplimiento, deben considerarse únicamente las unidades que prestan el servicio, ya que en caso contrario, se desincentivaría totalmente la participación en los servicios de unidades perfectamente gestionables, por el riesgo del desvíos de otras instalaciones no gestionables de la misma cartera. No obstante, con el fin de minimizar el riesgo del desvío de estos agentes, el área de balance a efectos de desvíos debería seguir computándose teniendo en cuenta todas las unidades de la misma cartera, tanto las que están habilitadas para participar en servicios de ajuste como las que no.
- Una cuestión muy relacionada con la existencia de la penalización son las zonas de regulación. Las zonas de regulación fueron diseñadas teniendo en cuenta un contexto en el que únicamente existían centrales convencionales, y en particular teniendo en cuenta la incorporación únicamente de nuevos entrantes titulares de ciclos combinados en el mercado. Ahora que el escenario resulta muy diferente, es necesario definir una normativa que dé las mismas posibilidades a todas las tecnologías existentes en el mercado, manteniendo siempre la seguridad de suministro.

Para la constitución de una zona de regulación secundaria se deben cumplir varios requisitos en la actualidad:

En primer lugar, la Disposición adicional decimonovena del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, en redacción dada por la Disposición adicional novena del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece un tamaño mínimo de 300 MW de potencia instalada en las zonas de regulación, aunque permite admitir un tamaño inferior a esa cifra y superior a 200 MW, siempre que dicha potencia (300 MW) se encuentre operativa en un plazo inferior a dos años desde

que se produzca la constitución de la zona de regulación y que la misma disponga de una banda de regulación secundaria igual o superior al 75% del tamaño de dicha zona.

Se permite integrar en las zonas tanto unidades habilitadas para prestar el servicio como no habilitadas. En el caso de las no habilitadas, la versión vigente del P.O.7.2 exige que sean gestionables. La modificación propuesta del procedimiento modifica este requisito por el de que sean aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema, lo que en principio sería una reducción de los requisitos, sin embargo, en la propuesta de pruebas de habilitación, que la CNMC está informando en paralelo a esta propuesta de procedimientos, se exige que hayan superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y gestión de desvíos.

De acuerdo con lo manifestado en el trámite de audiencia por diversos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, va a resultar complicado para los productores o representantes de instalaciones del Real Decreto 413/2014 constituir una nueva zona de regulación, lo que impedirá que el sistema aproveche los recursos que podrían ofrecer estas instalaciones en secundaria, así como los beneficios de una mayor competencia en el servicio.

El obstáculo principal con el que se encuentran es el tamaño mínimo de zona. Si bien ésta está establecido en un real decreto y, por tanto, no es susceptible de modificación en el corto plazo, esta Comisión no encuentra justificación al volumen de 300 MW, principalmente porque, al contrario de lo que ocurre con la opción de 200 MW, no se establece un valor mínimo de banda de regulación secundaria (relación entre el volumen de unidades con capacidad de regulación frente a unidades pasivas en la zona).

El problema para alcanzar el tamaño mínimo de zona es que estos nuevos entrantes en el servicio disponen de una cartera de oferta reducida, en la que la mayor parte de las unidades no pueden prestar el servicio de regulación secundaria de forma activa o incluso son no gestionables (entendido como que no pueden participar en terciaria y gestión de desvíos), con lo que no podrían siquiera integrarse en la zona de forma pasiva.

Por todo ello, se considera necesario que el operador del sistema lleve a cabo un análisis profundo sobre el tamaño mínimo necesario para la creación de una zona de regulación, sobre la proporción necesaria de centrales habilitadas frente a no habilitadas, así como sobre la necesidad de exigir poder prestar terciaria y gestión de desvíos a las centrales no habilitadas, -tal y como se ha indicado anteriormente-. Este



análisis debería conllevar también una revisión de dos conceptos muy ligados a la zona de regulación: sujeto de liquidación y áreas de balance. Por ello, se considera conveniente que la normativa prevea la realización de una propuesta de diseño de estos conceptos por parte del operador del sistema en el plazo de 6 meses.

#### **4.4 Sobre la existencia de energías no factibles en PDBF**

Se han mencionado anteriormente en este informe las propuestas del Operador del Sistema de excluir a las renovables no hidráulicas de la fase II de restricciones técnicas al PDBF (punto 3.4.2.3 del P.O.3.2), así como de exigir gestionabilidad (habilitación para participar en los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria, para poder participar en dicha fase II.

También se propone en el apartado 3.4.1.1.5.2 del P.O.3.2 “Restricciones técnicas” que se retribuya la energía hasta mínimo técnico de aquellas unidades requeridas por este servicio de ajuste, que hayan resultado programadas en PDBF por debajo del mínimo técnico, al precio marginal horario del mercado diario, en vez del precio de oferta.

Todas estas propuestas tienen por objeto tratar de evitar que en el PDBF se establezcan programas de producción superiores a los reales para su posterior reducción en mercados posteriores. Esta Comisión comparte con el Operador del Sistema la preocupación por la falta de firmeza del PDBF, entiende que es importante que este programa no contenga energías “ficticias” y que se ajuste lo máximo posible al programa final de cada unidad, ya que todas las divergencias se pueden traducir en una mayor necesidad de reserva en el sistema y en un mayor uso de los servicios de ajuste en tiempo real. Asimismo, esta Comisión entiende que este tipo de comportamientos esté complicando los estudios que diariamente debe realizar el Operador del Sistema, al igual que dificulta la supervisión del mercado por parte de esta Comisión.

En lo relativo a desincentivar programaciones de energía por debajo de mínimo técnico, se advierten a continuación las siguientes cuestiones:

- Esta práctica ha permitido en algunos momentos que algunos agentes con determinados mínimos técnicos pudieran competir con otros agentes con mínimos técnicos inferiores, favoreciendo de esta forma una mayor competencia<sup>9</sup>. En particular, esta práctica ha resultado

---

<sup>9</sup> Así a modo de ejemplo teórico, se considera dos centrales que están situadas en una zona donde el sistema va a necesitar que al menos una de las dos centrales se programe. Ambas de potencia nominal de 400 MW y diferente valor de mínimo técnico (potencia mínima de funcionamiento estable), por ejemplo 150 MW (CCG1) y 180 MW (CCG2), presentando ambas el mismo coste variable de 80 €/MWh. Se supone un precio de mercado de 55 €/MWh, para el que ninguna de las dos centrales vería rentable funcionar en mercado diario.

En un escenario en el que se desincentive obtener un despacho en mercado diario por debajo de su mínimo técnico (introduciendo por ejemplo una prohibición o penalización económica), la oferta

beneficiosa desde el punto de vista de la competencia en contextos donde existe un número reducido de centrales que pueden resolver el problema zonal, por lo que la solución del problema de forma repetida en el tiempo, favorece que ambos agentes conozcan los costes del competidor de forma muy aproximada.

- Esta práctica desincentiva los arbitrajes existentes entre el mercado diario y la fase 2 de restricciones, al reducirse significativamente la energía despachada en este segmento. En este sentido, en caso de no existir energía ofertada por debajo de mínimo técnico, ésta estaría siendo sustituida por otras energías cuyo objetivo sería reducir programa en la fase 2 de restricciones, no aportando igualmente firmeza al operador del sistema. Asimismo, al existir menos programación en la fase 2 de restricciones, este mercado resulta más competitivo de esta forma que en ausencia de estas prácticas.
  
- La retribución hasta mínimo técnico al precio horario de casación del mercado diario de las energías programadas por restricciones, si bien desincentivaría esta práctica, podría ser contraria al Anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, que en los puntos 3 y 4 del apartado quinto establece:  
*“los aumentos de energía programada y realmente producida, sobre el programa diario base de funcionamiento, serán retribuidos al precio de las ofertas presentadas expresamente para este servicio [...]”*

---

competitiva al segmento de restricciones técnicas de cada central sería la de su coste de funcionamiento variable:  $80 \times 150 = 12.000$  € para la central CCG1, mientras que la de la central CCG2 sería de  $80 \times 180 = 14.400$  €. Por tanto la central CCG1 puede presentar la oferta más barata y siempre resultaría elegida mientras su valor ofertado no alcance los 14.400 €, por lo que tiene un margen de incremento de 2400 €. El incremento del despacho de estas unidades en restricciones técnicas, permite reducir posteriormente una cantidad equivalente (fase 2 de restricciones técnicas), que suponiendo suficiente oferta de centrales dispuestas a bajar sería igual al precio del mercado diario, por lo que el coste total a repercutir a los consumidores por la programación de la central CCG1 considerando el importe que se recupera en esta segunda fase sería de  $12.000 - 150 \times 55 = 3750$  € en caso de oferta a coste variable, y hasta  $14400 - 150 \times 55 = 6150$  € en caso de que dicha central incremente su oferta hasta igualarla al competidor, lo que puede generar un sobrecoste al consumidor de 2400 €.

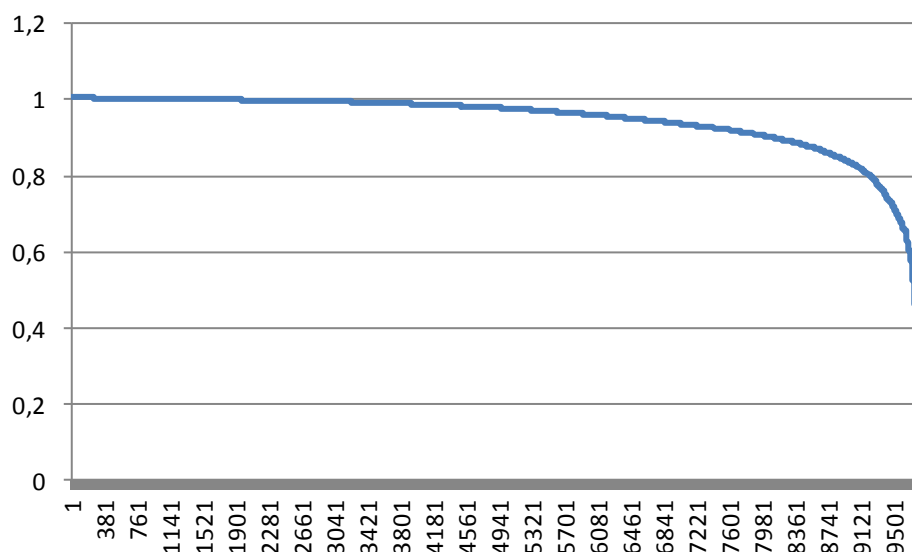
Por el contrario, en un escenario en el que las centrales despachan en mercado diario un volumen igual a su mínimo técnicos menos 1 MW (149 MW para CCG1 y 179 para CCG2), la oferta competitiva que presentarán al segmento de restricciones técnicas por el MW que les falta hasta alcanzar el mínimo técnico sería por el importe que les falta hasta recuperar el coste variable de funcionar a su mínimo técnico:  $150 \times 80 - 149 \times 55 = 3.805$  € para CCG1 y  $180 \times 80 - 179 \times 55 = 4.555$  €. Por tanto la central CCG1 puede presentar la oferta más barata y siempre resultaría preferible mientras su valor ofertado no alcance los 4.555 €, por lo que tiene un margen de incremento de 750 €, valor inferior en 1650 € a los 2.400 MW del escenario anterior. El coste total a repercutir a los consumidores por la programación de la central CCG1 sería de  $3.805 - 1 \times 55 = 3750$  € en caso de oferta a coste variable, y hasta  $4555 - 1 \times 55 = 4500$  € en caso de que incremente su oferta hasta igualarla al competidor. En este último caso, la programación de CCG1 puede generar un sobrecoste añadido al consumidor de 750 €, valor inferior en 1650€ a los 2400 € de sobrecoste añadido que se podía generar en el escenario anterior.

Por ello, en caso de optar por desincentivar este tipo de comportamientos, se considera más adecuado descontar el ahorro que supone la salida en la fase 2 de restricciones de un volumen equivalente de energía valorado al precio del mercado diario. Esta alternativa no sólo encajaría con la redacción actual del P.O de restricciones, y del Real Decreto 2351/2004 sino que además, sería más acorde que la interpretación actual, al programarse realmente aquella central que supone un menor coste para el sistema en cómputo total, y no únicamente considerando un proceso de forma aislada. Internalizar el ahorro proveniente de la energía a bajar en la segunda fase de restricciones técnicas, valorando este recuadre a precio del mercado diario, resulta más eficiente a la hora de asignar la oferta más económica, ya que el precio de la fase de recuadre de restricciones se parece más al precio del diario que a 0 €/MWh (caso equivalente a no internalizar el efecto de recuadre).

En lo relativo a la no participación de instalaciones renovables en la fase II de restricciones técnicas, se advierten a continuación las siguientes cuestiones:

- Las energías renovables no gestionables tienen, con carácter general, un coste de oportunidad cercano a 0 €/MWh. Por tanto, no tiene sentido económico el participar en la fase II de restricciones recomprando el programa casado en el mercado diario unos minutos antes, salvo que el precio de esa fase se situara muy cercano a ese valor o alcanzara precios negativos, opción no prevista en nuestra normativa. Por tanto, dado que el precio no suele situarse en niveles cercanos a 0, en la práctica (el 92% de las horas, el precio es superior al 80% del precio del mercado), la competencia que aportaría el permitir participar a estas centrales, sería muy reducida.

**Gráfico 1. Monótona de Ratio precio mercado diario / precio segunda fase de restricciones técnicas. Junio 2014- Julio 2015**



- Por el contrario, el permitir su participación puede incentivar a estas unidades de programación a vender en el PDBF una energía superior a la que realmente pueden dar, -cuestión que ya ha sucedido en el pasado de manera sistemática arbitrando entre el mercado diario e intradiario-, provocando un incremento de las necesidades de reserva por parte del operador del sistema.

Por todo ello, se considera adecuado que estas instalaciones no participen en la fase 2 de restricciones técnicas.

#### **4.5 Sobre las posibilidades de agregación de las unidades**

De conformidad con lo establecido en el artículo 10.1 del Real Decreto 413/2014, el valor mínimo de las ofertas para la participación en los servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

Los miembros del Consejo Consultivo realizan diversas solicitudes de modificación de lo propuesto al respecto por el Operador del Sistema, cada uno según las posibilidades de sus instalaciones o la tecnología que representa: solicitan poder agregar diferentes tecnologías para poder acceder a los servicios de ajuste y superar más fácilmente las pruebas de habilitación; a la vez, solicitan que puedan hacerse agregaciones zonales para poder competir en la resolución de restricciones zonales. En definitiva, se trata de permitir que cada productor o representante pueda organizar sus agrupaciones según sus intereses o los segmentos del mercado en que tenga previsto operar, pudiendo convivir una misma unidad física en distintas agrupaciones para los distintos mercados.

El Operador del Sistema justifica la desagregación por tecnologías propuesta por la necesidad de dar cumplimiento a las obligaciones de publicación que imponen los Reglamentos comunitarios<sup>10</sup>. Aunque esto no impediría otras posibilidades distintas a las propuestas, la convivencia de varias agrupaciones para cada finalidad, distintos tipos de unidades de programación, puede complicar la programación y, sobre todo, el control de la prestación de los servicios, además de poder afectar en un momento dado a la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.

#### **4.6 Sobre la minoración en los derechos de cobro por impago de otros sujetos**

---

<sup>10</sup> Reglamento (UE) nº 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y Reglamento (UE) nº 1227/2011 del parlamento europeo y del consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

Como se ha indicado anteriormente, un miembro del Consultivo solicita que se aproveche este proceso de revisión de los procedimientos de operación del sistema para extender la minoración de la retribución para hacer frente a los impagos a todos los sujetos que reciben ingresos tanto del Operador del Sistema como del Operador del Mercado.

Actualmente, el apartado 8 del Procedimiento de Operación 14.7 “*Expedición de facturas, cobros y pagos*” establece que en caso de impago de algún sujeto que resulte deudor en las liquidaciones del Operador del Sistema se ejecutará la garantía constituida y, si ésta no cubre la deuda de forma inmediata, se prevé la minoración a prorrata de los derechos de cobro de los Sujetos de Liquidación acreedores del sistema, efectuándose el pago de los importes corregidos con la minoración.

Es cierto, como argumenta el sujeto, que el importe de estas minoraciones se ha incrementado bruscamente en los últimos años hasta alcanzar un acumulado de 23 millones de euros<sup>11</sup> a mayo de 2015. También es cierto que con las reglas de liquidación vigentes todo el perjuicio recae sobre los sujetos que liquidan la mayor parte de sus ingresos con el Operador del Sistema (por ejemplo, los titulares de generaciones tipo ciclo combinado, que obtienen la mayor parte de sus ingresos en los segmentos de restricciones y pagos por capacidad, ambos liquidados por el Operador del Sistema), frente a los que venden su producción en los mercados diario e intradiario (por ejemplo, la generación nuclear y la renovable).

La solución que propone el sujeto requiere modificar el P.O.14.7, que se encuentra entre los que son objeto de este informe, pero requeriría también otras modificaciones normativas, ya que afecta a importes que no han sido liquidados por el Operador del Sistema y, por tanto, escapan del ámbito de los procedimientos de operación. Asimismo, la propuesta se considera difícil de implementar por la complejidad que supone afectar a dos liquidaciones independientes.

Sin embargo, esta Comisión comparte la preocupación de los agentes por la situación de impagos de algunos comercializadores por falta de adquisición de energía, y en este sentido, ha llevado a cabo recientemente medidas extraordinarias con el fin de limitar el riesgo de daño al sistema y a los sujetos acreedores. En particular, con fecha 16 de julio de 2015, la Sala de Regulación de la CNMC ha resuelto adoptar medidas cautelares sobre dos comercializadoras por no adquirir energía para el consumo de sus clientes, en el marco de los correspondientes expedientes sancionadores. Dichas medidas implican traspasar automáticamente los clientes de esta empresa a un comercializador de referencia, a fin de que éste pueda hacerse cargo de la

---

<sup>11</sup> La pérdida para los acreedores es la diferencia entre el importe impagado el día de vencimiento de las facturas (27.615.079 €) y las cantidades cubiertas por garantías ejecutadas (3.500.125 €) y por pagos posteriores al día de vencimiento (717.782€).

adquisición en mercado de la energía que consumen los clientes de aquellas comercializadoras.

## 5. Otras consideraciones particulares

### 5.1 P.O.3.1

En el Anexo II.1 Unidades de programación para la entrega de energía, debe aclararse el grupo al que pertenecería una instalación térmica de más de 100 MW a la que le resulte de aplicación el Real Decreto 413/2014 (por ejemplo, si utiliza una fuente de energía térmica renovable como la biomasa o el biogás), ya que podría encajar tanto en el grupo a) (grupo térmico de potencia neta máxima superior a 100 MW) como el d) (unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones renovables – salvo UGH- de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1MW).

El último párrafo del Anexo II.1 de la propuesta de P.O.3.1 indica: *“El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia si la instalación está inscrita como tal en el Registro Administrativo correspondiente”*. A la vista de los registros administrativos publicados, así como el Anexo X del Real Decreto 413/2014 *“Modelo de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica”*, y teniendo en cuenta que la alta eficiencia no es un parámetro característico de la instalación sino que resulta de su rendimiento energético en un periodo determinado, la consideración como cogeneración de alta eficiencia no aparece reflejada en el registro correspondiente. Ante esta posibilidad, se considera que deberían contemplarse en el procedimiento otras formas de acreditar la condición de cogeneración de alta eficiencia. Por ejemplo, la CNMC podría aportar esta información a la vista de las declaraciones realizadas para el año anterior por los titulares de instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico, de acuerdo con lo previsto en el artículo 8 del Real Decreto 413/2014. En el caso de no tener régimen retributivo específico, deberían disponer de un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración.

### 5.2 P.O.3.2

El apartado 3.4.1.1 del P.O 3.2 indica que los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta, entre otros, las desagregaciones de programas correspondientes a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario teniendo en cuenta su “grado de fiabilidad”. En este sentido, se debería definir este nuevo término “grado de fiabilidad”. Alternativamente, cabría sustituir dicho término por otro aplicable en el resto de los procedimientos.

### **5.3 P.O.3.7**

Se debe revisar el título dado a la propuesta de revisión del procedimiento: “Generación no gestionable”. El P.O.3.7 vigente se denomina “Programación de la generación de origen renovable no gestionable”, ya que es este tipo de instalaciones a las que resulta de aplicación. En la propuesta de adaptación al Real Decreto 413/2014 se modifica la denominación del procedimiento, puesto que la nueva versión aplicará también a instalaciones no renovables, como la cogeneración y los residuos. No obstante, este tipo de instalaciones sí pueden ser gestionables, y ni en el objeto ni en el ámbito de aplicación del procedimiento se limita su aplicación a las instalaciones no gestionables, por lo que debería modificarse la denominación del procedimiento.

El punto 4.2.4 de la propuesta establece que, con objeto de verificar la capacidad de los Centros de control y de las unidades de producción para recibir órdenes de reducción de su producción, el Operador del Sistema podrá establecer un protocolo de pruebas periódicas. Si bien no se tiene inconveniente en el establecimiento de dicho protocolo, se considera insuficiente el contenido de la disposición, ya que no se indica ninguna referencia al tipo, duración o periodicidad de dichas pruebas, dejando por tanto las características de éstas fuera de la regulación.

### **5.4 P.O.3.8**

En el texto de la propuesta del Operador del Sistema, este procedimiento lleva por título “Pruebas”. Se desconoce si la intención del operador es proponer un cambio de denominación del procedimiento, pero ese cambio puede dar lugar a confusión. Por ello, se considera más adecuado mantener la actual “Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento”, ya que el texto del procedimiento sigue refiriéndose exclusivamente a la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

Al final del apartado 4.2 se añade una referencia a que el Operador del Sistema emitirá la correspondiente “Autorización de Puesta en Servicio para pruebas”. Se aconseja modificar esta denominación para evitar confusión respecto al “Acta de Puesta en Servicio para pruebas”, que no es competencia del Operador del Sistema sino de los órganos administrativos.

### **5.5 P.O.14.4**

El control del factor de potencia de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecido como servicio de ajuste del sistema por el artículo 7.e) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, está pendiente la liquidación de julio 2013 a mayo 2014 hasta que se reciban en el concentrador Principal las medidas horarias individuales de ese periodo. Además, la disposición transitoria octava del Real Decreto



413/2014 establece una regularización de las liquidaciones a cuenta practicadas por la CNMC por la producción del 14 de julio de 2013 al 31 de mayo de 2014, en aplicación de la cual, la CNMC ha ido devolviendo los importes correspondientes a los incumplimientos del factor de potencia.

Para ello, el Operador del Sistema considera necesario incluir en el P.O.14.4 la regularización de los incumplimientos en el periodo transitorio. En particular, establecer el criterio de liquidar el incumplimiento al representante de la instalación en el momento de la regularización, aunque tuviera otro representante en el mes del incumplimiento. Considera el operador que este criterio se justifica por las siguientes circunstancias singulares: dos modalidades de liquidación y de representación durante el mismo periodo, el de la regularización inicial de la CNMC y el de la regularización posterior del Operador del Sistema; el incumplimiento no estaba definido como servicio de ajuste en el momento del mismo; los titulares deben devolver los importes a través de la liquidación de servicios de ajuste del sistema pero un número considerable ha recibido directamente la devolución de la CNMC sin intervención financiera de su representante, o a través de un representante con el que ya no tiene relación contractual al existir liquidaciones definitivas del periodo transitorio.

A este respecto, esta Comisión considera, al igual que el Consejo Consultivo de Electricidad, que lo adecuado sería repercutir el importe del posible incumplimiento sobre el sujeto de liquidación que estuviera vigente en el momento del incumplimiento, porque ha sido éste el que ha recibido la regularización previa por parte de la CNMC y porque un supuesto nuevo representante podría no disponer de las medidas horarias de energía necesarias para comprobar este segmento, no pudiendo por tanto comprobar los importes liquidados.

No obstante, sí podría preverse la liquidación al nuevo representante en caso particulares en los que no sea posible otra cosa, por ejemplo, por desaparecer el sujeto de liquidación vigente en el periodo temporal al que afecte la liquidación.

## 5.6 P.O.14.8

La redacción de los párrafos primero y último del apartado 5 sobre fecha de alta y baja de una instalación puede dar lugar a confusión respecto a cuál es la prevalencia de las diferentes fechas citadas. Se propone introducir la siguiente modificación en el primer párrafo y equivalente en el último:

*“La fecha de alta provisional de una nueva instalación será la fecha de alta comunicada por el encargado de la lectura de la instalación, sin perjuicio de su modificación que será modificada posteriormente por la fecha establecida que se establezca en resolución ministerial; de la comunidad autónoma o en el RAIPEE.”*

Adicionalmente, en los apartados 4 y 5, se debería buscar una terminología alternativa a la referencia sobre la comunicación por parte del encargado de la lectura de una instalación de la fecha de alta o baja provisional de la instalación, en el sentido de concretar a qué fecha se refiere, dado que el encargado de la lectura no tiene la función de otorgar el alta o baja de las instalaciones. Se podría bien asignar tal responsabilidad al titular o representante, bien sustituir la referencia a la fecha de alta o baja comunicada por el encargado de la lectura por una referencia a la fecha de precintado del equipo de medida, o la fecha de certificación del cumplimiento del reglamento unificado de puntos de medida, o la fecha de inicio del vertido en pruebas, etc.

**ANEXO: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE  
ELECTRICIDAD  
(CONFIDENCIAL)**