



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA
DE DESARROLLO NORMATIVO DEL
SERVICIO DE GESTIÓN DE LA
DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD
REGULADO EN LA ORDEN
IET/2013/2013, DE 31 DE OCTUBRE**

13 de mayo de 2014

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE DESARROLLO
NORMATIVO DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE
INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN LA ORDEN
IET/2013/2013, DE 31 DE OCTUBRE**

Expediente núm. INF/DE/0020/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María Guinart Solá

D.^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 13 de mayo de 2014.

Visto el expediente relativo a la Propuesta del Operador del Sistema de desarrollo normativo del servicio de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, y una vez efectuado el proceso de consulta pública a través del Consejo Consultivo de Electricidad, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe.

Índice

1. Antecedentes	1
2. Contenido de la propuesta objeto de este informe	3
3. Consejo Consultivo de Electricidad	7
4. Consideraciones	8
4.1. Sobre la oportunidad de la propuesta	8
4.2. Sobre el procedimiento de subasta para la asignación del servicio	9
4.3. Sobre la integración de la demanda interrumpible en los servicios de ajuste del sistema	13
4.4. Sobre la repercusión del coste del servicio	14
4.5. Sobre publicidad de información	16
4.6. Sobre la aplicación a los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares	17
4.7. Sobre la aplicación de lo dispuesto en la Orden ITC/2013/2013 a la temporada eléctrica 2013/2014	18
4.8. Consideraciones de detalle sobre el articulado	19
ANEXO I: Síntesis de los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad	28

1. Antecedentes

La actualmente derogada Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 13/2012, estableció en su artículo 46 que, la Administración podría adoptar medidas que incentivaran la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energéticos, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto fuera el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final de la electricidad. Entre estas medidas se incluían los contratos de prestación del servicio de interrumpibilidad gestionados por el operador del sistema. Esta misma disposición viene contemplada en el artículo 49 de la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, en su disposición transitoria sexta, fijó las bases para regular este servicio, gestionado por el Operador del Sistema, habilitando al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo) para desarrollar sus condiciones y los requisitos para la participación en el mismo de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo.

La Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado, estableció las condiciones de prestación del servicio, así como los requisitos para ser proveedor del mismo y su retribución. El mecanismo de retribución del servicio de interrumpibilidad establecido en esta Orden fue posteriormente modificado por la Orden IET/2804/2012, de 27 de diciembre, según consta en su exposición de motivos, con el fin de perfeccionar y ajustar la valoración de la prestación de dicho servicio al actual contexto de baja demanda y elevada penetración renovable no gestionable e intermitente, primando a aquellos consumidores que aportan un valor de potencia más alto en todos los periodos horarios de una manera continuada y previsible.

La citada Orden IET/2804/2012, de 27 de diciembre, introdujo además en su Disposición Adicional Primera un mandato al operador del sistema para presentar, en el plazo de un año, una propuesta de revisión del servicio, introduciendo mecanismos competitivos de mercado para la asignación del servicio.

Como consecuencia, el 1 de noviembre de 2013 se publicó en el BOE la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Esta Orden regula un mecanismo de asignación del servicio a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema. De esta manera, se pretende garantizar la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico. Según lo

dispuesto en el texto de la Orden IET/2013/2013, el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad deberá cumplir los siguientes principios básicos:

- Se llevará a cabo mediante un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema y supervisado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Los productos a subastar serán de dos tipos, en función de la potencia: un producto de bloques de reducción de demanda de 5 MW y un producto de bloques de reducción de 90 MW, con muy alta disponibilidad.
- Cada uno de los productos llevará asociadas tres opciones de ejecución que implican la reducción efectiva de la potencia asignada en respuesta a una orden del operador del sistema y que se diferencian en función del tiempo de preaviso que va desde el tiempo real hasta dos horas.
- La retribución del servicio se articulará con un componente fijo asociado a la disponibilidad de la potencia adjudicada en la subasta, valorada al precio resultante de la misma, y un componente variable asociado a la efectiva ejecución de la opción de interrupción de la demanda.
- La activación del servicio (ejecución de la opción) tendrá lugar tanto por criterios técnicos (como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema) como por criterios económicos (en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema).
- El incumplimiento de las condiciones y de los requisitos de prestación del servicio llevará asociada una penalización económica e incluso la retirada de la habilitación.

Con fecha 30 de diciembre de 2013 y posteriormente 10 de febrero de 2014, Red Eléctrica de España, en su calidad de operador del sistema, remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sendas propuestas de desarrollo normativo del servicio de interrumpibilidad. Según lo establecido en la Disposición Adicional Segunda de la citada Orden IET/2013/2013, esta propuesta incluye el mecanismo de subasta, las reglas y el modelo de adhesión, una revisión de los procedimientos de operación, y una propuesta de adaptación del mecanismo a los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares.

Con fecha 11 de marzo de 2014, la Secretaría de Estado de Energía remitió a esta Comisión la propuesta indicada en el párrafo anterior para informe preceptivo con carácter urgente (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).

Con fecha 12 de marzo de 2014, la CNMC remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta al objeto de

permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles.

Por último, indicar que el mismo día 11 de marzo de 2014 en que tuvo entrada en la CNMC la propuesta de desarrollo del servicio regulado por la Orden IET/2013/2013 para informe, se publicó en el BOE la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

2. Contenido de la propuesta objeto de este informe

La propuesta recibida de la Secretaría de Estado de Energía incluye los siguientes documentos de carácter regulatorio, que debe proponer el operador del sistema en cumplimiento de la Disposición Adicional Segunda de la Orden ITC/2013/2013, de 31 de octubre:

- **Propuesta de Reglas de Subasta del mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.**

De acuerdo con lo dispuesto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se propone un mecanismo competitivo de asignación basado en la realización de varias convocatorias presenciales en cada ejercicio, en cada una de las cuales se celebrarían a su vez varias subastas de producto.

Las Reglas de Subasta establecen, entre otras cosas, las características y desarrollo de las convocatorias y subastas, los requisitos para participar en las mismas y el proceso de habilitación, las distintas actividades e intercambios de información asociados y los mecanismos de respaldo.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4.3 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, se prevé la publicación previa, mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, del requerimiento de interrumpibilidad a subastar (número de bloques a subastar de cada uno de los productos definidos en la Orden IET/2013/2013, esto es, producto de 5MW y de 90MW), el periodo de entrega de la potencia interrumpible (que por defecto sería el periodo comprendido entre el 1 de noviembre y el 31 de octubre del año siguiente), el precio de salida de los productos a subastar, el escalón de bajada de precio y la fecha de realización de las convocatorias de las subastas.

Se prevé asimismo la publicación previa por parte del operador del sistema del precio estimado de la reserva de regulación terciaria y los valores de los coeficientes k_i necesarios para el cálculo del precio de referencia asociado a la ejecución y liquidación de la opción.

- **Propuesta de revisión del Procedimiento de Operación 14.9 “Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”.**

Este documento de operación, aprobado mediante Resolución de 27 de febrero de 2008, de la Secretaría General de Energía, establece, como su nombre indica, el procedimiento de liquidación y facturación de los derechos de cobro y obligaciones de pago que se derivan de la prestación del servicio.

Las modificaciones introducidas en el procedimiento tienen por objeto hacerlo compatible con los cambios normativos que han tenido lugar desde su publicación en 2008, esto es, las sucesivas modificaciones de la Orden ITC/2370/2007 introducidas por la Orden ITC/1732/2010 y la Orden IET/2804/2012. Así como, reflejar en el procedimiento las liquidaciones resultantes del nuevo mecanismo competitivo de asignación del servicio ahora propuesto según dispone la Orden IET/2013/2013.

- **Propuesta de revisión del Procedimiento de Operación 15.1 “Aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”.**

Este documento de operación, aprobado mediante Resolución de 27 de febrero de 2008, de la Secretaría General de Energía, regula los aspectos operativos de la aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, incluyendo los intercambios de información, los criterios para la activación del servicio y la ejecución de una opción de reducción de potencia, la verificación de la prestación del servicio y la realización de informes de seguimiento del servicio para su remisión a la administración competente.

Las modificaciones introducidas en el procedimiento tienen por objeto, al igual que en el caso del P.O.14.9, hacerlo compatible con los cambios normativos que han tenido lugar desde su publicación en 2008, esto es, las sucesivas modificaciones de la Orden ITC/2370/2007 introducidas por la Orden ITC/1732/2010 y la Orden IET/2804/2012. Así como, reflejar en el procedimiento las particularidades del nuevo mecanismo competitivo de asignación del servicio ahora propuesto según dispone la Orden IET/2013/2013.

- **Se incluye un documento con la respuesta del Operador del Sistema a los comentarios de los Sujetos del mercado en relación con la propuesta de modificación de los anteriores procedimientos de operación, así como dichos comentarios.**

- **Propuesta de Resolución del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad.**

Este documento consiste en una revisión de la Resolución de 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad, con objeto de adaptar dicha Resolución al nuevo marco regulatorio del servicio.

La Resolución establece a grandes rasgos: la estructura del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio, detalla las especificaciones técnicas y funcionales del sistema de gestión del operador del sistema, de los equipos de medida y del sistema de comunicaciones.

- **Propuesta de Modelo de Adhesión al marco legal del mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.**

El modelo de adhesión consiste en una declaración del consumidor que desea prestar el servicio de conocimiento y aceptación del marco regulatorio del mecanismo, así como un compromiso de cumplimiento de las obligaciones que éste le imponga.

- **Evaluación de la aplicabilidad de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, a los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares.**

El operador del sistema manifiesta que no considera viable, ni técnica ni económicamente, establecer un procedimiento de subastas como mecanismo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en cada sistema no peninsular, dado que, en su opinión, no existe un número suficiente de potenciales proveedores del servicio.

En consecuencia, mientras no se den las condiciones adecuadas que permitan implantar el procedimiento de subasta, propone que se continúe aplicando a los sistemas no peninsulares el régimen retributivo a precio regulado contenido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

La propuesta recibida de la Secretaría de Estado de Energía incluye asimismo las siguientes propuestas de aplicación a la temporada eléctrica 2013/2014:

- **Evaluación del requerimiento de potencia interrumpible para el periodo de entrega a definir en la temporada eléctrica 2013/2014.**

El objeto de este documento es dar cumplimiento a parte del artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, el cual establece que con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía (SEE) y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta justificada del requerimiento de potencia interrumpible para el siguiente periodo de entrega o temporada eléctrica, de modo que dicha SEE pueda resolver sobre el rango de cantidades a adjudicar para cada subasta y tipo de producto, previo informe emitido por esta Comisión.

La evaluación se lleva a cabo con un análisis de cobertura en un escenario de demanda extrema para el año 2014. El análisis concluye que en la temporada eléctrica 2013/2014, un valor de potencia interrumpible efectiva de 1.500 MW garantizaría la inexistencia de fallo de cobertura de la demanda. Esta cifra parece equivaler a una asignación en subasta de 2.000 MW, aunque no queda claro si finalmente propone asignar 2.000 ó 1.500 MW.

- **Propuesta de los parámetros aplicables al cálculo del precio de referencia para la ejecución de la opción y para la liquidación del servicio durante la temporada eléctrica 2013/2014.**

Estos parámetros son utilizados para el cálculo de la retribución asociada a la ejecución de la opción de reducción de demanda, según establece el artículo 12 de la Orden ITC/2013/2013, de 31 de octubre. Este mismo artículo prevé que serán propuestos a la SSE por el operador del sistema.

Consisten en el Precio estimado de la reserva de regulación terciaria (94,47 €/MWh), calculado como el precio de la regulación terciaria a subir en el año natural anterior al año de realización de la subasta y que ha sido superado en el 5% de las horas, y los coeficientes aplicables en función de la opción de ejecución ($k_b=1,147$; $k_a=1,15*k_b$; $k_c=0,85*k_b$).

- **Propuesta de calendario de las subastas para la temporada eléctrica 2013/2014.**

El objeto de este documento es dar cumplimiento a parte del artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, el cual establece que con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas, el operador del sistema remitirá a la SEE y a la CNMC, junto con la propuesta del requerimiento de potencia interrumpible antes citada, una propuesta de

fechas para la realización de las subastas y un calendario de los hitos a realizar de cada a la celebración de las mismas, de modo que dicha SEE pueda resolver sobre la fecha de realización de cada subasta, previo informe emitido por esta Comisión.

Para el periodo de entrega correspondiente a la temporada eléctrica 2013/2014 se proponen varias fechas posibles para la realización de la primera subasta, en función de la fecha en que se publique la resolución de la SEE con los parámetros de la subasta.

Por último, se incluye:

- **Una solicitud de clarificación de la fórmula para evaluar la precisión de los programas de consumo.**

Este documento es una nota técnica en la que se propone modificar el apartado d del punto 4 del artículo 10 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, con objeto de, según indica el operador del sistema, aclarar el cálculo de la precisión de los programas de consumo y corregir un error detectado en la formulación.

Esta última modificación propuesta por el operador del sistema ya ha sido incorporada en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, a través de la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la anterior, la cual fue publicada en el BOE el mismo día en que se solicitó informe a esta Comisión.

3. Consejo Consultivo de Electricidad

En el transcurso del periodo de consulta, se han recibido comentarios de los siguientes sujetos:

- **Administraciones:** la Xunta de Galicia, la Junta de Andalucía, el Gobierno Vasco, la Generalitat de Catalunya y el Gobierno del Principado de Asturias.
- **Asociaciones:** la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE), la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), la Asociación Nacional de Electroquímica (ANE) y la Federación Empresarial de la Industria Química Española (FEIQUE).
- **Empresas:** Acciona Energía, ALCOA, Asturiana de Zinc, CELSA GROUP, Endesa, EDP Renovables España, Gas Natural-Fenosa, Iberdrola y GDF Suez.
- **Y Red Eléctrica de España**, en calidad tanto de transportista como de operador del sistema. El primero indicando que no tiene comentarios y el segundo proponiendo mejoras a su propia propuesta.

En el Anexo I se recoge una síntesis de los comentarios formulados por el Consejo Consultivo de Electricidad.

4. Consideraciones

4.1. Sobre la oportunidad de la propuesta

La propuesta que se informa fue remitida por el Operador del Sistema al Ministerio de Industria, Energía y Turismo el 28 de febrero de 2014. Se presenta como un desarrollo regulatorio de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, en virtud de lo dispuesto en su Disposición adicional segunda¹ y Artículo 4.2².

Sin embargo, el 11 de marzo de 2014, con posterioridad a la entrada de esta propuesta en el Ministerio y el mismo día en que la misma fue remitida a esta Comisión para informe, se publicó en el BOE la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

La Disposición adicional única de esta nueva Orden IET/346/2014, establece que el Operador del Sistema presentará en su caso, en el plazo máximo de dos meses desde su entrada en vigor, una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación del sistema a lo previsto en la misma.

Visto el contenido de la propuesta que ahora se informa, se constata que ésta no se adapta a las disposiciones de la nueva Orden IET/346/2014. Por ejemplo:

¹ “El Operador del Sistema, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente orden presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo:

1. Una propuesta de mecanismo de subasta y de reglas de subasta así como un calendario para su implantación teniendo en cuenta la temporada eléctrica.
2. Una propuesta de revisión tanto de los procedimientos de operación del sistema relativos al servicio de gestión de interrumpibilidad en el mercado así como del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del mismo.
3. Una propuesta del modelo de adhesión.
4. Una propuesta de adaptación de la presente orden a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares a efectos de lo dispuesto en la disposición adicional primera.”

² “Con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propuesta justificada del requerimiento de potencia interrumpible para el siguiente periodo de entrega o temporada eléctrica, para los productos a los que se refiere el artículo 5 de la presente Orden. (...)

El citado operador incluirá asimismo en el documento a remitir una propuesta de fechas para realización de las subastas y un calendario de los hitos a realizar de cara a la celebración de las mismas.”

- La propuesta plantea la necesidad de modificar la fórmula para evaluar la precisión de los programas de consumo (Artículo 10.4.d de la Orden IET/2013/2013). Esta modificación ya ha sido incorporada en la Orden.
- En lo relativo a incumplimientos por insuficiente disponibilidad de recurso del producto de 5MW (P.O.14.9), la propuesta hace referencia a cada periodo tarifario, tal como establecía la Orden IET/2013/2013 en su versión original. Sin embargo, la modificación introducida por la Orden IET/346/2014 establece que debe verificarse un determinado consumo medio en todo el periodo de entrega y no en cada periodo tarifario.

Por todo ello, sería necesario la revisión de los procedimientos de operación propuestos con el fin de adaptarlos a lo previsto en la Orden IET/346/2014.

4.2. Sobre el procedimiento de subasta para la asignación del servicio

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, establece en su artículo 4.1 que la asignación del servicio de interrumpibilidad se realizará a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema y en su disposición adicional segunda establece que dicho operador, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente Orden, presentará al MINETUR, entre otros, una propuesta de mecanismo de subasta y de reglas de subasta así como un calendario para su implantación teniendo en cuenta la temporada eléctrica.

Asimismo, en el punto 4.3 de la Orden se establece que la SEE, teniendo en cuenta la propuesta del operador del sistema y el informe emitido por la CNMC, determinará entre otros, el precio de salida³, que será fijado tras el análisis de la cantidad de recurso interrumpible. Si bien la Orden no establece el mecanismo de subasta, el precio de salida de la subasta es un parámetro utilizado en subastas abiertas⁴, por lo que se deduce que la Orden acota el procedimiento de subasta al subconjunto de subastas abiertas.

En el conjunto de propuestas de desarrollo normativo del servicio de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, remitidos por REE a la DGPEyM con fecha 10 de febrero, incorporan propuesta de reglas de subasta del mecanismo competitivo; en particular en su punto 5 se especifica el procedimiento elegido, de donde se infiere que se están planteando subastas

³ La terminología “precio máximo” es más genérica que la de “precio de salida”.

⁴ Las subastas abiertas (en contraposición a la subastas de sobre cerrado) se realizan en un proceso de múltiples rondas en las cuales los vendedores potenciales consiguen información y aprenden sobre el entorno competitivo, así tienen la oportunidad de incorporar esta información en las sucesivas pujas. En las subastas con sobre cerrado los vendedores potenciales pueden presentar una única puja (es decir, no existen rondas adicionales de mejora).

secuenciales uniproducción (Single-Object Auction) de reloj con precio descendente (Descending Clock Auction):

- En el punto 5.1 de la propuesta de Reglas se establece que el mecanismo se llevará a cabo a través de varias Convocatorias independientes y en cada una de ellas se celebrarán sucesivas Subastas de Producto hasta cubrir el requerimiento previsto a adjudicar en dicha Convocatoria. Asimismo en el punto 5.3.3 se establece que la subasta de un producto se considerará terminada y se procederá al cierre cuando en una Ronda específica, a) todos los pujadores excepto uno se han retirado, o b) todos los pujadores se han retirado. De lo descrito en los anteriores puntos (5.1 y 5.3.3) se deduce que el tipo de subasta es secuencial uniproducción.
- En el punto 5.3.2 se establece que el precio de puja irá bajando cada Ronda y en el punto 5.3.3.1 se establece que si todos los pujadores excepto uno se han retirado, se dará la subasta del producto por concluida y el precio de adjudicación será el precio de puja al que se retiró el último pujador retirado. De lo descrito en los anteriores puntos (5.3.2 y 5.3.3.1) se deduce que el tipo de subasta es de reloj descendente (Descending Clock Auction)⁵.

Implicaciones del procedimiento de subasta elegido

La elección del procedimiento de subasta no es inocua a su resultado. Por ejemplo, la realización de subastas secuenciales uniproducción implica la posibilidad de precios diferentes para un mismo producto⁶. En este sentido, las empresas adjudicatarias podrían recibir una retribución diferente por la provisión del mismo servicio.

La literatura de subasta existente no es concluyente en relación a la cuestión de si la adquisición realizada a través de una única subasta consigue precios inferiores o resultados más eficientes a los de la adquisición realizada a través de varias subastas.

Una primera aproximación al problema sugeriría que realizar varias subastas secuenciales no debería afectar al precio y a la eficiencia, ya que un agente que participe como vendedor resultará adjudicatario en las primeras subastas si está convencido de que el precio será menor en las siguientes y por el contrario, un agente que participe como vendedor resultará adjudicatario en las últimas subastas si está convencido de que el precio será igual o mayor que en las primeras. La única manera en la que todos los vendedores puedan estar en lo cierto, en el sentido que ninguno lamenta sus decisiones ex-post, es que el

⁵ Estas subastas son conocidas también en la literatura como subastas de segundo precio (o subasta de Vickrey).

⁶ Incluso, un mismo vendedor que oferte varios bloques podría llegar a adjudicarse cada bloque a precios diferentes.

precio sea el mismo entre subastas⁷. No obstante, existe evidencia que rebata las conclusiones que se obtienen de esta argumentación⁸.

La decisión del agente (que participa como vendedor) de pujar en las primeras subastas, o en las últimas que se realicen, depende de cómo evalúe la fortaleza relativa de estos efectos. Estos efectos dependen para cada vendedor de varios factores:

- Si el agente que participa como vendedor es adverso al riesgo preferirá vender en las primeras subastas, aún en detrimento de obtener precios inferiores, que enfrentar un futuro de precios inciertos.
- Si el agente que participa como vendedor considera que su información sobre el coste de oportunidad de proveer la cobertura es mejor que la del resto de agentes, preferirá no revelar su información participando en las primeras subastas.
- Si el agente que participa como vendedor adquiere información en las primeras subastas útil para valorar el coste de oportunidad de la cobertura que ofrece, pospondrá ofrecer cobertura en las primeras subastas, consiguiendo información con su participación en dichas subastas, y preferirá resultar adjudicatario en las últimas.

Por tanto, la adquisición realizada a través de una única subasta puede conseguir precios inferiores o superiores y/o resultados eficientes o ineficientes a los de la adquisición realizada a través de varias subastas dependiendo de la tipología de agentes participantes en las subastas. Asimismo, la adquisición realizada a través de una única subasta implica necesariamente asumir el riesgo de vender todo el volumen a un precio que pudiera no ser competitivo o que se viera afectado por un acontecimiento puntual de mercado.

En cualquier caso, la realización de varias subastas incrementa la incertidumbre para los agentes que participan como vendedores, la complejidad estratégica de sus pujas y sus comportamientos estratégicos. Por el contrario, la realización de varias subastas de un mismo producto podría facilitar mayor presión competitiva, en la medida que reduce la presión por el lado de la demanda. En este sentido, podría disminuir también el grado de concentración en la adjudicación de los productos subastados.

⁷El artículo seminal de Weber (1983) formaliza esta intuición. El resultado de su modelo implica que, aunque los precios puedan diferir entre subastas, los precios medios de las subastas que se realicen secuencialmente deberían converger al resultante de una única subasta. Por tanto, su modelo sugiere que es indiferente que se celebre una única subasta o varias para el resultado y la eficiencia.

⁸El artículo de Ashenfelter en 1989 fue el primero en aportar evidencia empírica que rebatía las conclusiones teóricas de Weber. En particular, Ashenfelter observó que en subastas secuenciales de bienes homogéneos, los precios no eran los mismos entre subastas y que variaban significativamente. Además, dichos precios no convergían en media al precio de una subasta única.

Asimismo, la realización de subastas secuenciales complica la propia operativa del procedimiento de la subasta y por tanto, su organización. En este sentido, se han recibido algunas alegaciones planteando la necesidad de la infraestructura de la subasta propuesta: alquiler de un pabellón de Ifema en Madrid, 140 cabinas (una por proveedor) con su correspondiente material informático, sistema informático complicado, tres días de subastas repetitivas, etc. Por tanto, sería recomendable que el Operador del Sistema justificara la elección del mecanismo de subasta propuesto, máxime cuando dicho procedimiento implica mayor consumo de recursos que otras alternativas (véase subastas multiproducto de sobre cerrado que no precisan una participación presencial), tanto para el organizador de la subasta como para los participantes en la misma.

La elección del procedimiento de subasta elegido podría afectar a su resultado. Por ello, sería recomendable que el Operador del Sistema justifique la elección del mecanismo propuesto. En particular, las subastas secuenciales implican la posibilidad de que empresas adjudicatarias puedan recibir una retribución diferente por la provisión del mismo servicio. Asimismo, la realización de subastas secuenciales complica la propia operativa del procedimiento de la subasta y por tanto, su organización. Por último, se sugiere que se emplee en la redacción de las reglas terminología equivalente, cuando sea posible, a la recogida en las reglas de las subastas ya existentes en los mercados energéticos españoles.

El operador del sistema ha indicado en el trámite de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad, que en caso de no considerarse adecuado el diseño de subasta incluido en su propuesta y optarse por otro mecanismo, se designe a otra entidad como organizadora de la subasta, con mayor experiencia y competencia. A estos efectos, se señala que la extinta CNE recomendó en el informe realizado sobre la mencionada Orden IET/2013/2013⁹, que la designación del organizador de la subasta recayese sobre una entidad que contase con los recursos necesarios para su realización, con base en criterios de capacidad técnica y coste económico. No obstante, se recuerda que el Artículo 4 de la mencionada Orden establece que la asignación del servicio de interrumpibilidad se debe realizar a través de un mecanismo competitivo gestionado por el operador del sistema, por lo que el desarrollo de dicha Orden no puede plantearse otro organizador diferente.

⁹ Informe 22/2013 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Aprobado el 10 de septiembre de 2013.

http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne88_13.pdf

4.3. Sobre la integración de la demanda interrumpible en los servicios de ajuste del sistema

Respecto a la participación de la demanda interrumpible en los servicios de ajuste del sistema, la Orden ITC/2013/2013 (en adelante, la Orden) prevé en su artículo 8 la posibilidad de activación del servicio por criterios económicos *“en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema”*. Por otra parte, el artículo 12 de la Orden, sobre retribución del servicio, establece que la retribución de la ejecución de la opción estará ligada a un precio de referencia que se calculará como un valor indexado al precio estimado de la reserva de regulación terciaria ponderado por un coeficiente función de la opción de ejecución (tiempo de preaviso).

Nada prevé por tanto la Orden sobre el modo cómo se integrará efectivamente la demanda interrumpible en los servicios de ajuste del sistema. No se especifica, por ejemplo, en qué servicio podrá participar ni las condiciones para ello. El uso para la retribución del servicio de un precio de referencia basado en el coste de la terciaria parece apuntar a este servicio, aunque la existencia de distintos tiempos de preaviso podría permitir su participación en otros procesos, como la gestión de desvíos.

En la propuesta de modificación de procedimientos de operación (entre otros documentos) que ahora se informa, no se incluyen cambios en los procedimientos que regulan los mecanismos de ajuste. La participación de la demanda interrumpible en los servicios de ajuste tendría lugar por tanto según los criterios propuestos en el apartado 5.1 del P.O.15.1:

“La aplicación del servicio de interrumpibilidad por criterios económicos se realizará por cantidades mínimas de 200 MWh y máximas de 500 MWh en cada hora, siempre que la necesidad de balance del sistema sea superior a 3.000 MWh de energía a subir con una necesidad de energía de regulación terciaria superior a 500 MWh.

Para la aplicación del servicio se valorará que la ejecución de la opción de reducción de demanda, con la consideración de toda la liquidación asociada, dé lugar a una reducción de al menos un 10% en el coste total de la energía a subir gestionada en esa hora.

En caso de activación del servicio de interrumpibilidad por este criterio, entre los adjudicatarios del servicio se establecerá un sistema de turnos rotatorios como criterio de orden para requerir su activación.”

Indicar en primer lugar que esta Comisión considera esta disposición insuficiente, ya que de su lectura no se desprende siquiera en qué servicios de ajuste será considerada la demanda interrumpible ni, por tanto, si podrá ser aplicable a los tres tipos de preaviso. Tampoco puede interpretarse el efecto que está ejecución tendría sobre la liquidación de los mercados de ajustes, que son marginales, es decir, si podrá o no determinar la demanda el precio

horario. O si afectaría al precio de la regulación secundaria, que se retribuye sobre la escalera de terciaria, teniendo en cuenta ofertas no asignadas en este servicio.

Además, los criterios establecidos son poco transparentes, puesto que la activación del servicio depende de unas previsiones de necesidad de balance que son internas del operador del sistema y no pueden contrastarse ni en tiempo real ni a posteriori.

En definitiva, esta Comisión considera que deben modificarse los procedimientos de operación que regulan los servicios de ajuste del sistema y su liquidación, de modo que resulten auto-contenidos en lo relativo al desarrollo y liquidación de estos servicios.

Tampoco se acompaña la propuesta de una memoria económica que permita valorar el grado de aplicación de la interrumpibilidad por criterios económicos ni su efecto sobre los costes del sistema o los ingresos de otros agentes que ahora prestan servicios de ajuste.

En un intento de valorar lo anterior, se ha realizado por parte de esta Comisión una estimación del efecto que podría haber tenido la demanda interrumpible en el año 2013 sobre los servicios de ajuste, teniendo en cuenta los criterios de activación y los parámetros de liquidación propuestos por el operador del sistema para la temporada 2013/2014. El resultado es que se podría haber activado el servicio unas 8 horas por gestión de desvíos y 3 por regulación terciaria en todo un año. El ahorro estimado para el sistema (precio real del servicio en esa hora menos precio de la interrumpibilidad aplicado como máximo a 500 MWh) habría sido de unos cien mil euros.

Según esto, se prevé poca participación de la demanda interrumpible en los servicios de ajuste, con los criterios de activación y parámetros de liquidación propuestos, así como un muy reducido beneficio económico para el sistema.

Dado que a día de hoy los análisis de cobertura para los próximos años no apuntan a la existencia de problemas tales que exijan con una elevada probabilidad la activación del servicio de interrumpibilidad atendiendo a criterios técnicos, sin perjuicio de los problemas puntuales de cobertura o zonales que puedan producirse, cobra mayor relevancia la activación del servicio por criterios económicos, desde un punto de vista de justificación de los beneficios de su existencia. Por ello, esta Comisión considera que debería potenciarse la activación del servicio por criterios económicos más allá de lo propuesto por el operador del sistema, por lo que debería estudiarse la posibilidad de relajar los criterios de activación propuestos.

4.4. Sobre la repercusión del coste del servicio

Como se ha indicado anteriormente, algunos miembros del Consejo Consultivo se muestran preocupados por la repercusión del coste fijo del servicio introducida por la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la

Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Esta nueva Orden asigna una parte del coste fijo mensual a los titulares de instalaciones de producción, en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema.

Aunque el objeto de este informe no son las órdenes citadas en el párrafo anterior, sino su desarrollo reglamentario, y aún teniendo en cuenta que la propuesta de procedimientos no incluye la metodología para el reparto del coste fijo de interrumpibilidad, por ser anterior a la publicación de dicha orden, se considera oportuno reiterar en este informe lo ya dicho al respecto por la CNMC en informes anteriores.

En concreto, en el Informe sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica (Orden IET/107/2014, de 31 de enero), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 21 de enero de 2014, se indicaba, al respecto de la posibilidad de financiar el servicio de interrumpibilidad con cargo a los desvíos a bajar de las unidades de demanda y generación (apartado III.2.13):

“puesto que el servicio de interrumpibilidad es un servicio orientado a facilitar la cobertura de la demanda a medio plazo, esta Comisión considera que sería más adecuado que el coste fijo se financiara mediante la bolsa de pagos por capacidad, de forma similar al incentivo a la inversión o las restricciones por garantía de suministro”

Por otra parte, en ese mismo informe, se analizaba la Disposición adicional tercera de la propuesta de orden, vigente Disposición adicional tercera de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, la cual otorga al operador el plazo de dos meses para presentar una propuesta de metodología de cálculo de los coeficientes de firmeza de cada una de las tecnologías de producción de energía eléctrica, así como, una propuesta de metodología de reparto de los costes correspondientes a la retribución del servicio de disponibilidad entre los comercializadores y consumidores directos en mercado, y los titulares de las instalaciones de producción, diferenciando un pago por cada una de las tecnologías teniendo en cuenta los coeficientes de firmeza calculados. Se especifica en la disposición que esta metodología podrá ser de aplicación para el reparto de los costes fijos del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

En relación con lo anterior, esta Comisión indicó en su informe antes citado lo siguiente (apartado III.2.8):

“A este respecto cabe indicar la recomendación realizada por la Comisión Europea en relación con los mecanismos de capacidad en cuanto a que los costes derivados de estos mecanismos deberían financiarse por los consumidores en proporción a su demanda en

periodos de punta o escasez¹⁰, sin hacer referencia alguna a los generadores.”

4.5. Sobre publicidad de información

A petición de la extinta Comisión Nacional de Energía¹¹, el artículo 16 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, incluye un apartado 5 en el que se dispone la publicación por parte del operador del sistema de la información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad que se establezca en los correspondientes procedimientos de operación.

Respecto a la asignación del servicio de interrumpibilidad, las Reglas de la subasta propuestas disponen en su apartado 6 la publicidad de los resultados de cada subasta antes de veinticuatro horas desde su cierre, *“de acuerdo a los requisitos de confidencialidad que se establezcan en las reglas de la subasta”*. Sin embargo, estas reglas no establecen los referidos requisitos de confidencialidad, por lo que resulta imposible deducir qué se propone publicar.

Respecto al uso efectivo del servicio de interrumpibilidad, la propuesta de Procedimiento de Operación 15.1 prevé la remisión de informes periódicos del operador del sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas, según lo dispuesto en el artículo 16.2 de la Orden IET/2013/2013. Sin embargo, nada se prevé sobre publicidad del uso efectivo del servicio de interrumpibilidad.

En consecuencia, esta Comisión considera que debería modificarse el Procedimiento de Operación 9, en el sentido de contemplar la publicidad de información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad, tal como establece la Orden IET/2013/2013. Para ello, el operador del sistema debería realizar una propuesta que fuera informada por la CNMC.

Sin perjuicio de lo anterior, se considera que el grado de agregación y periodicidad de publicación de la información debe ser tal que aporte información relevante sobre la utilidad del servicio pero sin permitir revelar estrategias empresariales de los proveedores del servicio, que pudiera poner en riesgo la competencia en próximos procesos.

¹⁰ *“The costs of capacity mechanisms should be allocated to consumers in proportion to their contribution to demand during periods of scarcity or system stress”. Commission Staff Working Document. Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions. Brussels, 5.11.2013. SWD(2013) 438 final*

¹¹ Informe 22/2013 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, aprobado por el Consejo en su sesión del día 10 de septiembre de 2013.

4.6. Sobre la aplicación a los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares

La Disposición adicional primera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, relativa a la aplicación del servicio de interrumpibilidad dispuesto en la Orden en los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares (en adelante, SENP), faculta a la Secretaría de Estado de Energía para establecer productos adaptados y condiciones específicas de aplicación del servicio en dichos sistemas. Por otra parte, la Disposición adicional segunda de la misma orden, requiere del operador del sistema, entre otras cosas, la elaboración de una propuesta a este respecto.

En respuesta al requerimiento antes citado, el operador del sistema informa en la propuesta que ahora se informa, que no considera viable, ni técnica ni económicamente, establecer un mecanismo de subastas en cada sistema no peninsular, dado que existe un número insuficiente de potenciales proveedores del servicio. En consecuencia, propone que se continúe aplicando a los sistemas no peninsulares el régimen contenido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, en tanto no se den las condiciones adecuadas que permitan implantar el procedimiento de subasta como mecanismo óptimo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Según la información disponible en esta Comisión, el número total de proveedores de interrumpibilidad en los SENP es de 15, distribuidos en cuatro sistemas distintos (7 en Gran Canaria, 4 en Tenerife, 3 en Lanzarote y 1 en Baleares), de estos, sólo 6 pueden aportar más de 5MW de potencia por período tarifario (4 en Gran Canaria, 1 en Tenerife y 1 en Baleares). A la vista de estos números, parece aceptable la premisa de que no existe suficiente presión competitiva que justifique asignar el servicio mediante un procedimiento de subasta, especialmente en algunos sistemas.

No obstante lo anterior, también es cierto que en estos pequeños sistemas, con baja inercia y sensible equilibrio entre frecuencia y tensión, resulta incluso más importante que en el sistema peninsular la disponibilidad de un mecanismo para gestionar la demanda, tal como el servicio de interrumpibilidad.

Asumiendo que el operador del sistema ha llevado a cabo un análisis sobre la posibilidad de implantar en estos sistemas un mecanismo competitivo ajustado a sus condiciones de tamaño y necesidades específicas, habiendo concluido que no resultando viable tal posibilidad, esta Comisión considera aceptable la propuesta del operador del sistema de continuar aplicando a los sistemas no peninsulares el régimen contenido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio. No obstante, y sin perjuicio de lo anterior, se formulan las siguientes consideraciones:

- El coste del servicio en los SENP debe ser revisado periódicamente en coherencia con el resultado de la subasta en el sistema peninsular.

- Cabría plantearse si la presión competitiva existente en el mecanismo en el sistema peninsular para el producto de 90MW, con un número de proveedores no superior a 6, es suficiente, cuando la propuesta manifiesta falta de presión competitiva con 7 proveedores en Gran Canaria.

4.7. Sobre la aplicación de lo dispuesto en la Orden ITC/2013/2013 a la temporada eléctrica 2013/2014

Respecto a los parámetros propuestos para la aplicación del servicio de interrumpibilidad en la temporada eléctrica 2013/2014 (hasta el 31 de octubre de 2014), se indica lo siguiente:

- Respecto a las fechas y plazos de realización de la primera subasta, teniendo en cuenta los plazos necesarios para su implantación de acuerdo con lo indicado por el operador del sistema, se podría retrasar el inicio del periodo de entrega, por lo que la asignación resultante de esta primera subasta estaría en vigor apenas dos o tres meses en la temporada 2013/2014.

En este sentido algunos miembros del Consejo Consultivo han planteado la posibilidad de que el servicio fuera definido para el año natural en vez del año eléctrico, con lo cual el periodo de entrega se prolongaría por dos meses hasta el 31 de diciembre. Sin embargo, no se considera adecuada esta posibilidad, ya que uno de los parámetros principales es la cantidad de producto necesario, la cual determina el operador del sistema sobre la base de un análisis de cobertura para los periodos de punta del año eléctrico: julio-agosto y noviembre-marzo.

- En línea con lo anterior, respecto a la cantidad de potencia interrumpible que el operador del sistema propone subastar en esta temporada 2013/2014, indicar que, según la información aportada por dicho operador, el cálculo ha sido realizado para garantizar la cobertura de la punta máxima de demanda correspondiente al periodo invernal. Esta cifra debería revisarse si el periodo de aplicación va a ser de sólo tres meses en periodo verano-otoño, en los que podrían darse condiciones de cobertura sensiblemente diferentes a las contempladas en el cálculo.

Además, la modificación recientemente introducida en el artículo 6.7 de la Orden IET/2013/2013 por la Orden IET/346/2014, consistente en requerir a los proveedores del producto de 5MW un cierto consumo medio horario en todo el periodo de entrega, en vez de en cada periodo tarifario, como establecía el texto original de la Orden IET/2013/2013, implica que no existe garantía de la disponibilidad de este producto en los momentos de mayor de demanda. En consecuencia, la cobertura de la punta no es necesariamente el único factor a tener en cuenta en el cálculo de las necesidades de interrumpibilidad.

Como consecuencia de la revisión indicada en los párrafos anteriores, podría darse una reducción de la cantidad a ser asignada, lo que podría ir en detrimento del incentivo de participación en la siguiente temporada eléctrica (mantenimiento o renovación de equipos). Esto justifica igualmente el mantenimiento del servicio bajo la antigua Orden ITC/2370/2007 hasta el fin de la temporada 2013/2014.

Por otra parte, la propuesta del operador del sistema no incluye la distribución de potencia interrumpible entre los productos ofertados, lo cual parece no ajustarse a lo dispuesto en el artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013.

- Por último, sobre los parámetros de liquidación para la temporada eléctrica 2013/2014 (precio estimado de la reserva de regulación terciaria y coeficientes de opción de ejecución), las Reglas de la subasta propuestas indican en su apartado 4.1 que serán publicados por el operador del sistema con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas. Sin embargo, la Orden ITC/2013/2013 prevé, en su artículo 12.3, que dicho operador remitirá una propuesta de estos parámetros a la SEE, junto a la información a la que se refiere el artículo 4.2.

Dado que la información a la que se refiere el artículo 4 de la Orden debe ser publicada mediante resolución de la SEE, y dado que los parámetros de liquidación que se establezcan determinarán el grado de participación de la demanda en los servicios de ajuste y, por tanto, tendrán consecuencias en la liquidación de los agentes, se considera que deben ser establecidos por la SEE en la misma resolución que el resto de parámetros aplicables a la temporada eléctrica (fechas de subasta, rango de cantidades de producto, precio de salida, periodo de entrega, etc.).

4.8. Consideraciones de detalle sobre el articulado

Se realizan las siguientes consideraciones de detalle sobre los distintos documentos incluidos en la propuesta, sin perjuicio de las consideraciones generales antes formuladas.

Propuesta de Reglas de Subasta del mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

- Apartado 3.3. Requerimiento de interrumpibilidad a subastar

Se considera adecuada la posibilidad de llevar a cabo Subastas adicionales, previa Resolución de la SEE. No obstante, dichas subastas deben ser de carácter extraordinario y debidamente justificadas, de modo que se mantenga una cierta estabilidad y no se distorsione el resultado de la subasta principal.

- Apartado 4.2. Información previa a las convocatorias

Dado el carácter de los participantes en las subastas, y con la intención de garantizar la máxima participación en las mismas, esta Comisión considera que debe ampliarse el plazo mínimo de antelación de 15 días naturales para comunicar la información relativa a la celebración de las subastas en la web de REE.

- Apartado 5.2.2. Desarrollo de las Convocatorias

Se prevé en las Reglas propuestas que cuando no exista competencia en la próxima Subasta de Producto porque todos los pujadores pertenezcan al mismo grupo empresarial, la demanda se adjudicará a un precio de adjudicación igual al mínimo obtenido en las anteriores subastas del producto de que se trate.

Los miembros del Consejo Consultivo no consideran adecuada esta disposición, puesto que puede tratarse de industrias diferentes con costes de interrumpibilidad diferentes, e incluso tratándose del mismo pujador, el precio mínimo de adjudicación en anteriores subastas podría no cubrir el coste de interrumpir un nuevo bloque de demanda. El propio operador del sistema reconoce en sus alegaciones a la propuesta a través del Consejo Consultivo que otras opciones podrían ser igualmente válidas.

Esta Comisión considera que utilizar el mínimo precio de adjudicación podría no ser la mejor opción y que debería sustituirse por alguna otra de las opciones contempladas por el operador del sistema, tal como una combinación de las subastas del mismo tipo de producto o el precio de la subasta anterior o la mínima puja de proveedores con el mismo tipo de proceso industrial.

- Apartado 5.2.2. Desarrollo de las Convocatorias

Se prevé la posibilidad de fraccionar los productos de 90MW que no hayan resultado adjudicados, una vez asignada la totalidad del requerimiento de dicho producto, en productos de 5MW para ser ofrecidos en las subastas de este tipo de producto en convocatorias posteriores.

Algunos miembros del Consejo Consultivo han manifestado que lo encuentran discriminatorio para los ofertantes de 5MW, ya que asegura la asignación de todos los productos de 90MW y dificulta a los de 5MW al introducir más competencia en sus subastas. Y también que debería permitirse el efecto contrario: agrupar los productos de 5MW en productos de 90MW.

Como alternativa, el operador del sistema propone en sus alegaciones a la propuesta a través del Consejo Consultivo que dichos bloques de 90MW no adjudicados sean adjudicados a un precio función del precio mínimo de las subastas anteriores, siempre que se respete la sostenibilidad económica de la subasta.

Esta Comisión considera que esta cuestión debe abordarse desde el punto de vista del beneficio para la competencia y el desarrollo de la subasta. Teniendo en cuenta tanto la propuesta inicial del operador del sistema como sus alegaciones posteriores, se concluye que la intención es que no quede producto de 90MW sin adjudicar. Este supuesto introduce una seria duda sobre la presión competitiva que existirá en las subastas de producto de 90MW, especialmente si se tiene en cuenta que el número de ofertantes será previsiblemente muy reducido (alrededor de 6) y que el interés de todos ellos sería mantener el precio elevado en todas las rondas, ya que la asignación estaría garantizada.

En consecuencia, esta Comisión propone que se considere la posibilidad de llevar a cabo la subasta en sentido inverso, al menos hasta que se cuente con una mayor experiencia sobre el grado de competencia existente para el producto de 90MW. Esto es: subastar en primer lugar un único producto de 5MW, por toda la cantidad de interrumpibilidad solicitada, en el que participarían todos los proveedores habilitados tanto para 5MW como para 90MW. Posteriormente, aquellos sujetos o agrupaciones de sujetos habilitados para el producto de 90MW, a los que se hubieran adjudicado en la primera subasta bloques suficientes para constituir bloques de 90MW, y siempre que el total de éstos superara la cantidad requerida de este producto, podrían participar en una segunda subasta que determinaría un complemento a su retribución, siempre que resultaran adjudicatarios. En caso de que no haya suficiente competencia para esta segunda subasta, cabría establecer su retribución en base a la obtenida en la primera subasta.

Adicionalmente, una vez exista experiencia en el desarrollo de las subastas y se pueda valorar la efectividad de los productos demandados desde el punto de vista de la seguridad del sistema, se debería revisar el texto de la actual Orden ITC/2013/2013, introduciendo productos intermedios entre 5 y 90 MW, para futuros periodos de entrega, lo que permitiría aumentar la competencia y obtener mejores precios en la asignación del servicio de interrumpibilidad.

- Apartado 5.2.2. Desarrollo de las convocatorias

Sin perjuicio de lo indicado en el punto anterior, se señalan, en subrayado, los textos a introducir en el penúltimo párrafo del apartado 5.2.2 de las Reglas: “(...) En el caso de que **a** lo largo de una Convocatoria **no** se hubiera asignado la totalidad del requerimiento del Producto de 90 MW (...)”.

- Apartado 5.3.3. Procedimiento de cierre de Subastas de un Producto

Se considera necesario eliminar el texto siguiente del apartado 5.3.3 de las Reglas, para llevarlo como primer párrafo al apartado 5.3.4:

“Se considera que existe Empate cuando al menos 2 Pujadores se retiren dentro de la última Ronda”.

- Apartado 5.3.4. Desempate y 5.3.4.1. Desempate en caso de nuevo empate

Los miembros del Consejo Consultivo se muestran preocupados por la resolución de la subasta en caso de empate, así como del efecto de un segundo empate, que conlleva la declaración de la subasta desierta.

A este respecto, el operador del sistema propone en las alegaciones que formula en el ámbito del trámite del Consejo Consultivo, modificar las condiciones del desempate (reducir el escalón de bajada de precio y la duración de las rondas), de modo que se reduzca la probabilidad de un nuevo empate:

“El escalón de Bajada de Precio será ~~un~~ décimo una centésima parte del Escalón de Bajada de Precio del proceso general de la Subasta del Producto y la duración de las Rondas durante el desempate será de 0,1 segundos.”

Así como la introducción en el *Anexo A: Glosario de términos*, también a propuesta por el operador del sistema, de una definición de *Subasta Desierta*, tal que aclara el efecto de esta declaración.

- Apartado 8. Responsabilidad e indemnizaciones

Esta Comisión considera que debe eliminarse la última frase en la que el operador del sistema limita su propia responsabilidad en caso de negligencia grave por su parte:

“En caso de negligencia grave, la responsabilidad del Administrador se limitará a una indemnización por los daños y perjuicios por los gastos vinculados a la participación en el Proceso de Subastas.”

- Anexo A: Glosario de términos

Se propone ordenar los términos por orden alfabético. Así como introducir la definición de *Subasta Desierta* propuesta por el operador del sistema:

“Subasta Desierta: subasta de producto en la que ningún Pujador resulta adjudicatario. Dicho producto volverá a subastarse al final de la jornada en la que dicha subasta ha quedado desierta.”

Propuesta de Modelo de Adhesión al marco legal del mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Tal como han señalado muchos de los miembros del CCE en sus alegaciones, habría que matizar en la Propuesta de Modelo de Adhesión que la normativa

aceptada con la firma de dicho documento es la vigente en el momento de la firma (Primera declaración).

Asimismo, se debería revisar la conveniencia de obligar a los sujetos habilitados a participar en todas las subastas que se convoquen (Segunda declaración).

Propuesta de revisión del Procedimiento de Operación 14.9 “Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”.

- Apartado 1: Objeto

Se refiere en este y otros apartados de la propuesta de procedimiento a la entidad liquidadora de los fondos necesarios para financiar el servicio. En primer lugar se propone una mejora de la redacción actual:

“La entidad liquidadora de los fondos necesarios para financiar el servicio, será ~~la~~ aquella que se determine en la normativa vigente en cada momento.”

Por otra parte, de la lectura de la propuesta de P.O.14.9 se desprende que el operador del sistema no llevará a cabo liquidación alguna del servicio hasta que no reciba mensualmente los fondos procedentes de dicha entidad, en consecuencia, es imprescindible que establezca la misma a la mayor brevedad posible. Además, el mecanismo de liquidación del servicio se encuentra en periodo transitorio hasta el desarrollo de la metodología que permita el reparto de los costes derivados de la retribución fija (Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2013/2013). Se propone que se aclare de forma expresa su identificación, en función del mecanismo aplicable, en la Resolución de la Secretaría de Estado previa a la asignación competitiva del servicio, prevista en el artículo 4.3 de la Orden IET/2013/2013.

- Apartado 8: Facturación y pago del servicio

En el segundo párrafo de este apartado se establece que *“una vez recibida de la entidad liquidadora la transferencia de los fondos mensuales para financiar el servicio, el operador del sistema procederá, en el plazo máximo de 10 días hábiles (...) al pago de la liquidación correspondiente a cada proveedor adjudicatario del servicio”*. Esta Comisión no encuentra justificado el retraso en el pago de hasta 10 días hábiles, dado que el operador del sistema conoce el valor del índice de cobertura con dos semanas de antelación. Se propone por tanto la reducción de este plazo a 5 días hábiles.

Por otra parte, el cuarto párrafo del apartado 8 de la propuesta de procedimiento de operación indica, respecto al pago del IVA de la liquidación a los proveedores adjudicatarios de la subasta, que se llevará a cabo *“no más tarde del último día del plazo para la presentación de la declaración-liquidación del IVA del período correspondiente a la fecha de*

facturación". A este respecto, esta Comisión considera que el operador del sistema debe transferir el IVA a los proveedores en el momento de la liquidación.

- Apartado 9.2: Criterios para requerimiento de garantías de pago

Esta Comisión considera que puede ser adecuado vincular las garantías no sólo a las medidas de periodos anteriores sino también a las previsiones de programas de futuros consumos, tal como solicitan los miembros del Consejo Consultivo.

No obstante, dado que las previsiones pueden ser menos contrastables, lo anterior debería quedar condicionado a solicitud por parte del proveedor del servicio y justificación por parte de éste de cambios sustanciales en el proceso productivo. Adicionalmente, debería asociarse algún tipo de penalización económica en caso de constatarse posteriormente una desviación respecto a dichas previsiones de cierta magnitud.

- Anexo: Determinación del cálculo de la liquidación de la retribución del servicio y de la liquidación de los incumplimientos

En lo relativo al incumplimiento por insuficiente disponibilidad del recurso, en el caso del producto de 5MW, las referencias a "cada periodo tarifario" deben sustituirse por "el periodo de entrega", de acuerdo con la modificación introducida en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la Orden IET346/2014, de 7 de marzo.

Propuesta de revisión del Procedimiento de Operación 15.1 "Aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad".

- Apartado 4.1.2.1: Periodos de indisponibilidad programados

Dado que la propuesta no se acompaña de una memoria justificativa detallada, algunos aspectos no pueden valorarse. Por ejemplo, no se entiende cuál es el interés en limitar el número de periodos de indisponibilidad programada en el periodo tarifario 1 y el periodo de entrega, cuando lo que determina la disponibilidad para el sistema eléctrico es el número de horas, que ya presenta una limitación del 5% en el texto de la Orden IET/2013/2013. No se cuestiona la conveniencia de esta limitación en el número de periodos pero sí se considera que debería estar justificada, ya que varios proveedores del servicio indican que podría incluso dejarles fuera de la prestación del mismo (por ejemplo, periodos de interrupción de la producción relacionados con jornadas festivas).

Por otra parte, por claridad, debe especificarse si se permitirá modificar las indisponibilidades programadas con posterioridad al día 15 de cada mes o si posteriormente sólo podrán declararse indisponibilidades sobrevenidas.

- Apartado 4.1.2.2: Periodos de indisponibilidad sobrevenidos

Debería incluirse una definición de fuerza mayor, o especificación de qué tipo de eventos serán considerados como tal, o bien identificar la ubicación de tal definición.

- Apartado 5.1: Criterios económicos

Dado que la activación del servicio por criterios económicos tiene consecuencias relevantes para los adjudicatarios del mismo, para evitar conflictos futuros, sería conveniente especificar el criterio a aplicar en la rotación de turnos prevista. A este respecto, un criterio adecuado podría ser el precio de retirada de cada agente en la subasta correspondiente, en sentido descendiente, y, en caso de igualdad de precio, una relación entre los MW asignados y los MWh previamente interrumpidos.

- Apartado 5: Criterios técnicos

La aplicación de interrumpibilidad en una zona puede tener repercusiones sobre la red de distribución de la misma, recayendo en su caso la responsabilidad por las posibles consecuencias sobre el gestor de la red de distribución y no sobre el operador del sistema eléctrico. Por esta razón, algunos miembros del Consejo Consultivo solicitan que se contemple la remisión de las órdenes de aplicación de interrumpibilidad que emita el operador del sistema al gestor de la red de distribución de la zona, para que pueda tenerlas en cuenta en la operación en tiempo real.

Esta comunicación tampoco existe, por ejemplo, en el caso de la generación dotada de teledisparo, y no entiende esta Comisión que el efecto de un corte de demanda (interrumpibilidad) sea mucho más relevante para la red de distribución que el efecto de parar la generación (teledisparo). No obstante, dado que el número de ejecuciones de interrumpibilidad no es elevado, y que éstas se producen precisamente en momentos de elevada exigencia del sistema (problemas de cobertura) podría ser beneficioso analizar la posibilidad de informar al gestor de la red de distribución, quizá cuando la ejecución de interrumpibilidad se lleve a cabo para un volumen elevado de demanda, por ejemplo, más de 500MWh.

- Apartado 7: Verificación de la prestación del servicio

Algún miembro del Consejo Consultivo solicita que se permita modificar tras la subasta de adjudicación de productos la potencia máxima de referencia (Pmax), declarada por el proveedor del servicio en el proceso de habilitación y utilizada, entre otras cosas, para verificar el cumplimiento de la disponibilidad del servicio o de la ejecución de una opción.

Esta posibilidad deviene relevante en el momento en que se permite la división de los bloques de 90MW en bloques de 5MW para su asignación en subastas posteriores, de modo que el recurso ofertado

puede asignarse parcialmente en la subasta. En este caso, la Pmax no necesita tener el mismo valor que para el bloque completo de 90MW, por ello se debería permitir su revisión con posterioridad a la subasta, a solicitud del proveedor, sin que ello signifique que pueda ser modificada posteriormente durante el periodo de entrega. O bien, permitir en el proceso de habilitación la declaración de varias Pmax, en función del grado de asignación que presente finalmente el proveedor, lo que también permitiría llevar a cabo una evaluación del cumplimiento del servicio bloque a bloque.

Propuesta de Resolución del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad.

- Apartado 4.2: Características generales

Debe verificarse la necesidad del ancho de banda mínimo requerido ya que, según los comentarios del Consejo Consultivo, este requerimiento podría comportar una reducción del número de ofertantes en la subasta, al no estar disponible en todos los puntos de suministro.

- Apartado 4.3: Características particulares

Según indica el Consejo Consultivo, debe aclararse si las características de ancho de banda exigidas al acceso redundante (último párrafo del apartado b) serán las mismas que al acceso principal.

Además, debe revisarse la numeración, ya que el documento presenta dos apartados 4.3.

- Apartado 6.5: Programación y ejecución de una orden de reducción de potencia

Debe especificarse si el fallo de comunicación en número máximo de reintentos (párrafo antepenúltimo) supone el incumplimiento de una orden de ejecución.

Solicitud de clarificación de la fórmula para evaluar la precisión de los programas de consumo.

Esta modificación propuesta por el operador del sistema ya ha sido incorporada en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, a través de la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la anterior, la cual fue publicada en el BOE el mismo día en que se solicitó informe a esta Comisión.

No obstante lo anterior, se advierte que la fórmula propuesta, coincidente con la ya publicada en el BOE, debería ser revisada, dado que en el primer supuesto ($Prog_h > 0kWh$) pueden darse errores horarios muy superiores al

100%, con lo que un solo error horario podría alterar considerablemente la precisión mensual.

ANEXO I: Síntesis de los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad

Síntesis de los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad

Las empresas que prestan actualmente el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, así como las asociaciones que las representan, se muestran en general preocupadas por una posible pérdida de competitividad de su actividad industrial, debida tanto al tipo de subasta planteada como a la reducción del coste de la interrumpibilidad prevista en la Memoria de la Orden IET/2013/2013. En consecuencia, solicitan que las cantidades de producto asignadas así como los precios de adjudicación permitan mantener el precio reducido que actualmente pagan por la electricidad que consumen. Solicitan asimismo que el resultado de las asignaciones sea estable en el tiempo, para facilitar su planificación, por ello, piden que se racionalicen las subastas adicionales previstas, para lo que plantean distintas alternativas: una única subasta anual o subastas adicionales fijadas de antemano o que estas subastas permitan ofrecer productos diferenciados (con mayor disponibilidad, etc.), yendo así dirigidas a cubrir los productos que no hayan sido asignados en la subasta anual.

Respecto a la modalidad de subasta propuesta por el operador del sistema, no la consideran en general adecuada por varias razones: no está justificada sobre la base de la consecución de unos objetivos, tampoco ven justificada la existencia de distintos precios para la retribución de un mismo producto, presenta un coste de desarrollo elevado en comparación con otras modalidades de subasta, puede provocar una reducción del precio mayor de lo necesario, presenta problemas de competencia en alguno de los productos subastados (90MW), etc. Como alternativa proponen llevar a cabo una subasta marginal (tipo pool) o pay as bid, entre otras opciones, preferentemente en la modalidad de sobre cerrado, también plantean evaluar la posibilidad de utilizar mecanismo diferentes para los productos de 90 y 5 MW o bien una subasta conjunta, si se consideran sustitutivos.

Varios sujetos solicitan que no se apruebe este desarrollo normativo y que se les conceda un determinado plazo para consensuar una propuesta alternativa con el operador del sistema.

Otro tema que preocupa a casi todos los sujetos proveedores del servicio en relación con las reglas de la subasta es el método propuesto para solventar las situaciones de empate cuando todos los bloques ofertados pertenecen a un mismo grupo empresarial. En este caso, los sujetos proponen que no se asigne el servicio al precio mínimo anterior, que podría no cubrir los costes de estos bloques, sino que se asigne al precio de salida o al precio medio de adjudicaciones anteriores, en todo caso, a un precio igual o superior a la mínima puja del grupo empresarial.

Respecto a la posibilidad de fraccionar el producto de 90MW que no haya sido adjudicado en las subastas de este producto en bloques que 5MW para ofrecerlo en subastas posteriores, algunos sujetos lo consideran una discriminación desleal para los oferentes de 5MW, dado que los aportan

empresas distintas con condiciones y costes diferentes, otros solicitan que se permita igualmente a los oferentes de 5MW la posibilidad de agruparse en bloques de 90MW (siempre que se cumplan los requisitos de disponibilidad previstos para este producto). En todo caso, creen que debería establecerse el criterio de cálculo del número de bloques de cada producto que vayan a ser demandados en la subasta (el operador del sistema incluye en la propuesta la cantidad de producto que estima necesaria pero no su reparto por producto, ni el criterio con el que vaya a hacer tal reparto).

Otros temas más de detalle relacionados con las reglas de las subastas se refieren a la falta de claridad de algunos aspectos, como qué ocurre con los productos que se declaran desiertos tras un segundo desempate, las razones de convocatoria de subastas extraordinarias (y su posible relación con el primer tema). Se solicita asimismo la convocatoria de jornadas de prueba previas a la primera subasta, dada la novedad del mecanismo, el cambio de retribución de energía a potencia, que dificulta la estimación del coste, y la falta de experiencia de los proveedores del servicio.

Un sujeto propone priorizar la asignación a los cogeneradores. Y varios proponen que el horizonte de entrega del producto sea el año móvil y no el año eléctrico, por coherencia con la planificación industrial.

Respecto a la temporada 2013/2014, consideran en general que no debería llevarse a cabo subasta y que debería mantenerse el mecanismo vigente de descuento regulado establecido en la Orden ITC/2370/2007. En caso de realizarse la subasta, solicitan se adjudiquen los 2.164MW que actualmente prestan el servicio en vez de los 2.000MW que propone el operador del sistema, por una cuestión de continuidad, ya que la asignación será para un periodo de sólo unos meses. También indican que los coeficientes a aplicar en la retribución variable según la opción de ejecución no pueden ser valorados, ya que se desconoce su justificación, forma de cálculo o efecto en la activación del servicio.

En la propuesta de modelo de adhesión al marco legal del mecanismo consideran que no puede exigirse el acatamiento de futuros cambios regulatorios sino exclusivamente la aceptación de la normativa vigente en el momento de firma del contrato.

Respecto a la propuesta de modificación de los Procedimiento de Operación 14.9 y 15.1 y Resolución del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio, los comentarios van dirigidos fundamentalmente a temas de detalle. No obstante, existe consenso en que los textos propuestos no son acordes con la modificación de la Orden IET/2013/2013 introducida recientemente por la Orden IET/346/2014. Por ejemplo, en lo relativo a incumplimientos por insuficiente disponibilidad de recurso (P.O.14.9), para el producto de 5MW debe referirse al periodo de entrega y no a cada periodo tarifario. Algún sujeto solicita modificaciones de la fórmula introducida en la modificación de la Orden, lo cual no es objeto de este informe.

En el P.O.14.9 solicitan que las garantías económicas a aportar al operador del sistema por parte de los proveedores del servicio se relacionen con las previsiones de programa de consumo, y no sólo con las medidas del ejercicio anterior, ya que un incumplimiento pasado puede no repetirse si cambian las condiciones de producción. También reportan algunas posibles erratas en las fórmulas de cálculo de los incumplimientos.

En el P.O.15.1 realizan diversas solicitudes:

- Que se especifique la activación del servicio por motivos económicos (participación en servicios de ajuste del sistema) rotativa sobre la base de la relación entre los MWh aportados por cada proveedor y los MW asignados.
- Que se dé mayor flexibilidad a los mantenimientos de las instalaciones industriales, manteniendo para ello el límite del número de horas en el 5% pero eliminando los requisitos de número máximo de periodos en el periodo tarifario 1 y el periodo de entrega.
- Que se permita la modificación de las indisponibilidades programadas en D-1, ya que la propuesta parece poner un límite en el día 15 del mes anterior, aunque no queda claro que no permita otras modificaciones posteriores.
- Que se consideren como fuerza mayor los eventos graves, tipo siniestros.
- Que se especifique la metodología por la cual las horas nominadas como indisponibilidad programada serán usadas en la valoración del cumplimiento de requisitos de disponibilidad.
- Que se pueda modificar la potencia máxima (Pmax) establecida en la habilitación y utilizada para verificar el cumplimiento del servicio, tras conocerse el resultado de la subasta de asignación del servicio.
- Que se elimine la opción de ejecución instantánea para la activación por criterios económicos.
- Que se evalúe el cumplimiento del servicio bloque a bloque, de modo que el incumplimiento de un proveedor con varios bloques se aplique sobre los últimos incumplidos y no sobre la totalidad de su potencia.
- Que se verifique la disponibilidad del recurso teniendo en cuenta la energía consumida en barras de central, para evitar la ambigüedad.

En la Resolución del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio solicitan:

- Que reduzca la exigencia del ancho de banda en el apartado 4.2, puesto que es muy exigente y puede no estar disponible en todos los puntos de suministro.

- Que se aclare si las características de ancho de banda exigidas al acceso redundante (apartado 4.3) serán las mismas que al acceso principal.
- Que se aclare si el fallo de comunicación en número máximo de reintentos (apartado 6.5) supone el incumplimiento de una orden de ejecución.

Otros miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, entre los que se encuentran las distintas tecnologías de generación y parte de la comercialización, manifiestan que en su opinión el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad es innecesario en el contexto actual de elevada sobrecapacidad de generación, con unos índices de cobertura esperados en los próximos años muy por encima de 1,1. Por ello, consideran injustificado el elevado coste asociado, muy por encima del equivalente en el lado de la generación (pagos por capacidad y disponibilidad), y proponen, entre otras cosas, suspender el servicio hasta que se reduzcan los índices cobertura o dar un tratamiento económico equivalente al que percibe la generación. Advierten, además, que el mecanismo regulado en la Orden IET/2013/2013 presenta un alto potencial de ser contrario al derecho comunitario sobre ayudas de Estado.

Se muestran especialmente preocupadas por la repercusión del coste fijo del servicio introducida por la Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Esta nueva Orden asigna una parte del coste fijo mensual a los titulares de instalaciones de producción, en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema. La propuesta que ahora se informa no establece los criterios para esta asignación, ya que es anterior a la publicación de la Orden, sin embargo, la Orden prevé en su Disposición transitoria tercera un mecanismo provisional de liquidación en el cual la demanda asumirá la totalidad del coste fijo mensual.

Consideran estos sujetos que el reparto es injusto e incluso no acorde con la regulación vigente. Injusto porque se exige a las tecnologías de generación sufragar el coste de un servicio necesario para la demanda. No acorde con la regulación vigente porque la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, establece como coste del sistema eléctrico las medidas de gestión de la demanda y, entre éstas, el servicio de interrumpibilidad, por tanto, su tratamiento en las liquidaciones debe ser el previsto para los costes del sistema y no otro. A este respecto, proponen que se mantenga permanentemente el transitorio en que se repercute el coste fijo a la demanda, o bien que se elimine dicho coste fijo. En caso de mantenerse la repercusión del coste a la generación, solicitan que se incluya dicho coste en el cálculo de la Retribución a la Inversión de las instalaciones renovables.

Tampoco consideran adecuada la modalidad de subasta propuesta ni la distinción entre productos de 5 y 90MW, cuando aportan un mismo servicio y se carece de competencia suficiente para llevar a cabo una subasta,

especialmente en el producto de 90MW. Proponen una asignación mediante subasta tipo “sobre cerrado” y la consideración de un único producto.

En un grado más de detalle, solicitan lo siguiente:

- Que se comunique y/o acuerde con los gestores de la red de distribución (GrD) la ejecución de una orden de interrupción del consumo, dadas las repercusiones que tal acción puede tener sobre estas redes, de cuyas consecuencias es responsable el GrD y no el OS.
- Que la participación de la demanda interrumpible en los servicios de ajuste se articule en los procedimientos de operación que regulan dichos servicios, ya que de la propuesta no se desprenden las consecuencias que ésta pueda tener.
- Que el precio resultante de las subastas competitivas aplique igualmente a los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares.

Respecto a la potencia interrumpible propuesta por el operador del sistema para la temporada 2013/2014, no la ven justificada, ya que está estimada sobre la base de una punta invernal que no va a darse en lo que queda de periodo, y que es muy superior a las puntas registradas en los últimos inviernos. Aún aceptando esta punta, del cálculo incluido en la propuesta no se deduce la necesidad de los 2.000 MW resultantes. Y solicitan que se revisen al alza los parámetros aplicables al cálculo del precio de referencia para la ejecución de la opción durante la temporada 2013/2014, de modo que haya una menor participación de la demanda en los servicios de ajuste, al considerar que compite injustamente con la generación ya que presenta una mayor retribución fija.

Finalmente, una cuestión abordada por casi todos los sujetos es la transparencia. Las empresas del sector eléctrico consideran que la publicación de información detallada sobre la asignación y ejecución del servicio tendría mucho interés para el resto de agentes del sistema, por lo que solicitan que se hagan públicos los informes de seguimiento de interrumpibilidad que el operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, así como los resultados de la subasta: participantes habilitados y adjudicatarios, cantidades y precios ofrecidos y adjudicados. Mientras, los proveedores del servicio consideran valioso que se publiquen informes sobre el uso efectivo del servicio pero sin revelar estrategias empresariales (ofertas, costes, etc.), ya que se trata de información sensible, al ser los proveedores del servicio competidores en los mismos sectores industriales.

