

## CONSULTA PÚBLICA

### ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Consulta recibida 3 de Noviembre de 2011

Formulación de comentarios antes del 23 de Noviembre del 2011

Ampliación del plazo para comentarios hasta el 15 de diciembre de 2011

#### 3.1 VALORACIÓN DE LA ENERGÍA EN REFERENCIA AL MERCADO

1. Desde el punto de vista de la formación del precio de la energía eléctrica, ¿considera la inclusión de la PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?

El funcionamiento del régimen especial en el mercado se ha demostrado eficiente y ha permitido su incorporación al sistema eléctrico con el menor coste posible. El funcionamiento del mercado marginalista incluye diversas tecnologías que pueden vender su energía por debajo del precio marginal, independientemente de su régimen de producción, Especial u Ordinario, lo que favorece la formación del precio de mercado en libre competencia estableciendo un orden de mérito ordenado de la forma más eficiente, ya que prioriza el despacho con las tecnologías más ventajosas para el sistema, ya sea por su condición más económica, eficiente, de origen renovable, autóctono, o menos contaminantes.

2. Precios negativos: ¿Deberían admitirse ofertas de precio negativo? ¿Tal vez sólo en los mercados de reserva? ¿Sería compatible con la utilización de precios marginales?

Las ofertas a precios negativos en el mercado diario provocarían una clara distorsión en la formación del precio marginal, como consecuencia de la posible consideración de ingresos por diferentes conceptos independientes del coste de la energía, como servicios de ajustes, pagos por capacidad, primas y complementos, u otros conceptos de retribución que pueden cambiar sustancialmente a lo largo del tiempo con el desarrollo y adaptación de la regulación, lo que conduciría a que el precio de mercado diario dejara de ser representativo para el precio de la energía. Hasta el momento, la formación del precio ha resultado efectiva y representativa sin dicha consideración de precios negativos.

Adicionalmente y para las instalaciones a tarifa o con suelo de ingreso garantizado podrían vender a cualquier precio, aumentando el coste para el sistema. En nuestra opinión no debería permitirse precios negativos en el mercado diario.

La posibilidad de precios negativos en mercados de terciaria, terciaria de sustitución (energía de regulación secundaria aportada) y desvíos, (aunque no para mercado de reserva de capacidad, “banda de regulación secundaria”), son un buen incentivo para que las centrales que puedan participar se pongan en disposición de poder dar energía a bajar en esos mercados, evitando su escasez cuando los precio del mercado diario hayan sido bajos y las expectativas de margen por dejar de producir para cubrir desvíos no sean suficientes para atraer la necesaria energía de regulación. El sistema de “precio marginal” es compatible.

**3. Asignación de costes: ¿Debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas (mercados de reserva, instalaciones de bombeo y de generación en punta, gestión de desvíos, etc.)? ¿Deberían por el contrario repercutirse enteramente sobre la demanda?**

Se debería mantener el esquema actual aplicado en España, ya que su concepción y desarrollo ha sido fruto del estudio de cada uno de los casos en función de su aplicación y de la naturaleza de los agentes que los originan.

Mercados de reserva de capacidad: este concepto habilita la disponibilidad de reserva de Potencia de Generación (a subir y a bajar) necesaria para hacer frente a las variaciones diarias de demanda, muy acusadas en función de la diferencia de consumo entre las horas valle del día y horas pico del día, por lo que dicho coste debe ser soportado por el consumo en función a la energía consumida (tal como es el caso en la actualidad en España).

Por otro lado, los desvíos de consumo-generación deben hacer frente al coste de la energía utilizada en su cobertura, sin discriminar si es un desvío de consumo o generación, o de una u otra tecnología de generación. Por ello, en los diferentes mecanismos de ajuste que aportan energía de regulación (energía aportada en regulación secundaria, terciaria, y gestión de desvíos), dicha energía se utiliza para equilibrar los desvíos, de generación y de consumo, en relación con sus respectivos programas y, por tanto, es lógico y necesario que su coste sea soportado tanto por la generación como por el consumo, en proporción a sus respectivas energías desviadas (que originan un sobre coste por regulación) con respecto a sus programas, (tal como se viene aplicando en la actualidad en el sistema eléctrico Español, excepto para el novedoso caso regulado mediante el P.O 3.9, que a nuestro parecer introduce una asimetría y desequilibrio innecesaria en el soporte de su coste).

Como adelantábamos y con respecto a mecanismos adicionales tales como el regulado por el P.O .3.9, por otra parte de muy dudosa necesidad, consideramos que, debido a la misma argumentación incluida en el párrafo anterior, no resulta razonable que su coste sea soportado únicamente por la generación, sino por la generación y por el consumo, ya que dicha

necesidad de potencia adicional a subir puede ser originada tanto por falta de generación, como por desvío sustancial originado por incremento de consumo.

### 3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

4. Aprovechamiento de la PRE a plazo: ¿La considera una posible herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos?

La producción de régimen especial, especialmente la renovable, será la misma con independencia de cuándo se contrate. Aun contratándose toda a plazo, como puede considerarse el caso de la opción de tarifa, es necesario realizar ajustes de volumen en el mercado diario y en los mercados intradiarios con objeto de reducir el error de los primeros programas de generación, más alejados del horizonte de entrega. Si se utiliza el método portugués el coste de los desvíos de generación del régimen especial los absorbe el resto del mercado. En ningún caso la contratación a plazo significaría una disminución de desvíos.

La contratación a plazo, siempre que sea en competencia de libre mercado, es un instrumento útil y necesario para la cobertura de riesgo de precio, especialmente cuando la retribución del Régimen Especial está afectada por su opción de venta en mercado. Por el contrario, si la adquisición de la energía a plazo no fuera de libre competencia revertiría el riesgo de precio, de manera obligada, sobre otros participantes o sobre el sistema.

5. Adquisición de la PRE por los comercializadores (mediante instrumentos de mercado como mecanismo de abastecimiento de energía): ¿Considera que esta actuación favorece la competencia?

En la actualidad existen suficientes mecanismos de contratación de energía a plazo en condiciones de libre mercado (OTC, OMIP, MEFF...), incluida la adquisición de la energía del PRE por los comercializadores si estos los consideran oportuno, pero siempre en condiciones de libre competencia. Consideramos que, un mecanismo obligatorio y regulado en este aspecto no favorece la competencia, sino todo lo contrario.

### 3.3 ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

6. ¿Considera necesario rediseñar el mercado diario de modo que sea posible realizar ofertas por bloques en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?

Las ofertas complejas son necesarias, especialmente para el Régimen Ordinario e incluso para determinados casos y tecnologías de PRE. En caso de incluirse una metodología de ofertas por bloques debería ser compatible con los casos actuales de ofertas complejas contemplados en las reglas de mercado y P.O del sistema Español.

7. ¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE, o bien la existencia de un mercado continuo respondería mejor a este propósito?

El mercado mayorista Español cuenta con un mercado diario y 6 sesiones de mercados intradiarios (pudiéndose gestionar en el primero de ellos incluso las 4 últimas horas del día en curso), con lo que en la práctica y con el esquema actual del sistema Español todas las horas del día se pueden corregir (como mínimo en tres ocasiones y como máximo incluso en 8 ocasiones en función de la hora del día en cuestión). Por otra parte, el cierre de las sesiones de intradiario se encuentra a sólo 2:15 h de la primera hora de entrega, periodo que resulta suficientemente próximo. Prueba de ello es que en la sexta y última sesión del mercado intradiario se gestiona un volumen de energía poco relevante, no pareciendo por ello necesaria la inclusión de sesiones adicionales de mercado intradiario y, aún menos, de un mercado continuo.

Adicionalmente, los modelos de predicción meteorológica utilizados en la previsión de producción hidráulica, eólica y solar, únicamente ofrecen 4 refrescos al día (a partir de datos meteorológicos de modelos mesoescala, e incluso tan solo 2 refrescos diarios en algunos de los modelos de más relevancia), por lo que la introducción de nuevas sesiones de intradiarios no mejoraría la precisión práctica de la programación ni reduciría los desvíos asociados al PRE.

La existencia de un mercado continuo tampoco mejoraría la precisión de programación, dado el limitado número de refrescos diarios de los modelos de predicción citados. Por otra parte, dicho mercado continuo supondría grandes dificultades técnicas al O.S y O.M. en el establecimiento y seguimiento del programa de operación viable y con sentido físico, dada la más que probable introducción de arbitraje y especulación, y la limitación de tiempos de proceso para el O.S y el O.M, (con el posible encarecimiento de servicios de ajuste del sistema, dada la dificultad de prever con suficiente antelación un programa físico viable que responda a la realidad).

Adicionalmente, con la inclusión de un mercado continuo en el mercado spot mayorista y como consecuencia de las probables operaciones de carácter especulativo, el precio spot se vería desvirtuado de su valor de referencia de mercado mayorista.

### 3.4 REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE

8. Caracterización: ¿Debería la representación (o agregación) ser una actividad en sí misma o es asimilable a la comercialización? ¿Debería conllevar siempre obligaciones de pago (y derechos de cobro)?

Actualmente en España la representación es ya una actividad en sí misma, distinta y perfectamente compatible con la actividad de comercialización.

La asimilación automática u obligatoria de la actividad de representación a la de comercialización no es necesaria, ni entendemos que aporte mejora o beneficio alguno. La representación es un servicio profesional de gestión de la venta de energía, propiedad de un tercero – en general un productor de régimen especial o pequeños productores en régimen ordinario-, que pone a disposición de los propietarios de la energía recursos similares a los de los productores de régimen ordinario (gestión de ofertas 24x7, centro de control, interlocución con los operadores, etc.). La comercialización es una actividad de cuenta propia en la que el comprador trata de comprar la energía al precio más barato posible para poder ofrecer suministros competitivos a los consumidores y/o aumentar legítimamente el margen de su actividad. La representación ha alcanzado un nivel de servicio muy alto, con un gran nivel de satisfacción de los productores y ventajas de gestión, de administración y de operación para el sistema (así como para el OM, el O.S e incluso para el organismo regulador y supervisor). Mezclar actividades de prestación de servicios con actividades de cuenta propia podría perjudicar los intereses de los productores en régimen especial. Los comercializadores pueden adquirir la energía del régimen especial a los productores de régimen especial con independencia de que éstos últimos utilicen un representante.

La elección sobre si se realiza una representación directa, en la que las obligaciones de pago y los derechos de cobro las tiene el productor, o indirecta, en la que recaen sobre el representante, debe ser fruto de un acuerdo bilateral entre representante y productor como parte del servicio. Debe haber posibilidad de elección de ambas y la elección debe realizarse por acuerdo entre las partes.

9. Representación ‘de último recurso’: ¿Es necesaria, siquiera transitoriamente? En tal caso, ¿debería establecerse un límite de potencia para acogerse a la misma?

La representación de último recurso no es necesaria, de manera transitoria ni permanente, para instalaciones con una potencia instalada mayor de 0,1 MW. La representación de último recurso nunca debe ser obligatoria, como actualmente sucede en el caso de las instalaciones

de régimen especial en pruebas; es imprescindible que se permita la representación mediante simple apoderamiento que posibilite la representación durante el periodo de pruebas e incluso con antelación a dicho momento, con objeto de permitir las gestiones administrativas previas. La representación de último recurso sólo se justifica para instalaciones que, por su tamaño o decisión propia, no puedan o no deseen acceder a servicios profesionales de representación libre.

### 3.5 VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE

#### 10. Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricciones impondría y con qué justificación?

En nuestra opinión, el modelo español actual es adecuado, ya que refleja los costes de los servicios de balance. La consolidación de desvíos no tendrá sentido mientras no se uniformicen los mecanismos de servicios de ajustes de la PRE entre España y Portugal.

El límite actual para la consolidación de desvíos es el que imponen los dos sistemas del MIBEL, Portugal y España. En nuestra opinión, por ahora solo es posible la consolidación de desvíos dentro de cada sistema y a nivel de cartera de representación. Si se quisiera ampliar el ámbito a la comercialización y al régimen ordinario sería necesario cambiar el modelo actual de zonas de regulación, que funciona también como áreas de consolidación de desvíos para el régimen ordinario.

#### 11. Referencia para el cálculo: ¿Respecto a qué programa deben medirse los desvíos?

La prioridad de integración de la energía de régimen especial y la dificultad en la predicción de generación de la renovable hace necesario que se incentive a cualquier productor y, especialmente, a los productores de régimen especial, a ajustar sus programas lo más cerca posible del tiempo real.

Por ello, los desvíos deben medirse como en el sistema actual, respecto al “P48 cierre de liquidación (PHL)”.

Cualquier otra referencia más lejana en el tiempo supondría una ineficiencia para el sistema, penalizar de forma injustificada al régimen especial y aumentar inútilmente el coste general de la gestión de los desvíos.

### 3.6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES

12. Horizonte temporal: ¿A partir de qué momento no deberían admitirse ya reducciones? O bien: ¿Cuándo los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante?

No poseemos información suficiente.

13. Posibles actuaciones irregulares: ¿Podrían los operadores de sistema estar ‘empujando a la interconexión’ restricciones eminentemente internas?

No poseemos información al respecto.

### 3.7 INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y ESPAÑA.

14. Precio asociado al intercambio descrito: ¿Cuál sería a su juicio un precio justo para la energía intercambiada en el sentido de Portugal a España? ¿Y de España a Portugal?

El precio de lo que cuesta a cada operador en cuestión dar el servicio de intercambio de energía.

15. Dado que la entrada en funcionamiento del mecanismo definitivo no está prevista hasta el 4º trimestre de 2014, ¿cuáles serían las barreras existentes para una más rápida concreción de los objetivos propuestos para la frontera Portugal-España?

Limitaciones físicas en las interconexiones, armonización de los procedimientos de los TSOs y mecanismo único de liquidación.

### 3.8 OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA

16. Ámbito y pertinencia: ¿Considera relevante la armonización en el ámbito MIBEL de los criterios operativos en esta materia? ¿Es preferible aguardar una armonización comunitaria?

Debería avanzarse en la armonización de los criterios operativos en relación con los huecos de tensión y el control de energía reactiva en el ámbito del MIBEL en primer lugar, sin esperar a una armonización comunitaria. La armonización comunitaria ya iniciada en el ámbito del ENTSO-E progresa con lentitud y puede dilatarse mucho en el tiempo, pudiendo resultar finalmente en directrices muy generales.

La armonización en el ámbito del MIBEL debe aplicar no sólo a los requisitos técnicos exigidos en los procedimientos de operación, sino también a los procesos de verificación y certificación del cumplimiento de los mismos, así como a las penalizaciones y bonificaciones en función de su cumplimiento. Cualquier asimetría permitida en este sentido derivará en que una de las zonas asuma en mayor medida el esfuerzo técnico necesario para una correcta operación del sistema eléctrico conjunto.

17. Elementos destacables: ¿Qué criterios considera más útiles de entre los ya presentes en la regulación portuguesa y española? ¿Cuáles considera, por el contrario, descartables?

Del sistema español, cabría destacar el P.O. 12.3. de respuesta de instalaciones eólicas frente a huecos de tensión y la capacidad de regular reactiva requerida en el RD 661/2007, ambos muy útiles para la gestión del sistema realizada por el O.S. Es de destacar el Procedimiento de Verificación, Validación y Certificación de los requisitos del P.O. 12.3, elaborado coordinadamente entre todos los agentes y supervisado por el Operador del Sistema español, cuya completa implantación en Portugal ayudaría a la armonización contemplada en la anterior pregunta número 16.

En la actualidad, se encuentra en proceso de aprobación el nuevo P.O. 12.2 “Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio” que regulará los nuevos requisitos que las instalaciones renovables habrán de cumplir en su conexión a red, entre los que cabe destacar el cumplimiento de un hueco de tensión más profundo y la capacidad de las instalaciones para controlar tensión. Sería importante que este documento se acordase y adaptase para su cumplimiento en ambos países.

### **3.9 COORDINACIÓN, AGREGACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE INYECTADA EN LA RED/ VISIBILIDAD — CENTROS DE CONTROL Y/O REMISIÓN DE TELEMEDIDAS**

18. ¿Existen razones para una armonización entre Portugal y España sobre el modo en que las cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción y, en su caso, interrupción de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica son tratadas por REE y REN?

Sí, la armonización en cuestiones de coordinación, control, reducción e interrupción de la PRE entre los dos Operadores del Sistema ampliaría la región efectiva considerada, aumentando la flexibilidad de gestión del sistema conjunto y fomentando por tanto la integración de las energías renovables, reduciendo las situaciones de vertido de las mismas.

19. Pese al mantenimiento de su carácter prioritario, ¿qué alteraciones sería necesario introducir en los actuales marcos regulatorios portugués y español para que sea posible la emisión de órdenes de reducción o la interrupción de la PRE en los procesos de despacho de REN y REE?

En el sistema español ya se emiten órdenes de reducción o de interrupción de la PRE, realizándose por instalación individual, pero permitiendo una gestión global de todas las instalaciones que evacúan por el mismo nudo eléctrico. Se podría obtener una flexibilidad mayor, y con ello una mejor integración de la PRE, si se permitiesen la gestión de nudos

virtuales, compuestos por instalaciones adscritas al mismo Centro de Control, aunque no necesariamente compartiendo instalaciones de conexión.

Cualquier asimetría en la gestión de órdenes de reducción o interrupción de la PRE entre las dos zonas puede llevar a que las instalaciones de producción de energía renovable de una de ellas asuman en su gran parte la resolución de las congestiones del sistema conjunto.

### 3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

20. Simplificación y armonización: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la simplificación y armonización de las categorías retributivas y, más adelante, de las propias retribuciones?

Las categorías retributivas se han establecido distinguiendo según las características técnicas y la madurez de cada una de las tecnologías, por lo que simplificarlas no parece aportar ningún beneficio. Armonizar las categorías retributivas y las propias retribuciones en un momento en el que ya hay instalado un gran volumen de generación renovable, con dos esquemas retributivos distintos, supondría poner en peligro la rentabilidad de las inversiones realizadas y la seguridad jurídica del sector. En el largo plazo podría ser útil, en el proceso de armonización del mercado ibérico, que se convergiera hacia un modelo retributivo común, siempre respetando los derechos económicos ya adquiridos por las instalaciones ya conectadas.

21. ‘Hoja de ruta’ y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para su consecución, y para la asimilación de instalaciones preexistentes?

La convergencia retributiva no parece necesaria a corto plazo.

### 3.11 ACCESO DE TERCEROS A LA RED

22. Reserva de capacidad: ¿Qué enfoque considera preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí?

En cuanto al Acceso a la Red, se debe mantener la no reserva de capacidad, pero sí es aconsejable fomentar una instalación ordenada, mediante los cupos de pre-asignación.

En cuanto al derecho de despacho, las restricciones se deben prorratear entre todas las instalaciones de PRE con Acceso a la Red concedido en el nudo, sin ningún tipo de precedencia temporal.

23. Prioridad de despacho: ¿Hasta qué horizonte de programación considera que debería extenderse? ¿Qué otras limitaciones cabría plantear, en su caso?

La prioridad de despacho debe llegar hasta el tiempo real para minimizar los vertidos de energía primaria de origen renovable y para garantizar el cumplimiento de lo dispuesto en el

artículo 16.2.c de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, en lo referente a la prioridad de despacho que han de tener las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovable, en la medida en que el funcionamiento del Sistema Eléctrico lo permita.

Sería conveniente que, llegado el caso en el que en el tiempo real sea necesaria la limitación de estas instalaciones de energía renovable para garantizar la seguridad del sistema, comiencen a limitar primero las que sobrepasen en mayor medida su producción programada en el último P48.

### **3.12 GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD**

24. Pertinencia: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a nivel ibérico?

Parece adecuada la armonización de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad en un sistema único, fomentando con ello el intercambio entre sistemas y el suministro de energía al cliente final con acreditación de garantía de origen, siempre que se mantenga la retribución armonizada o la correspondiente para la PRE en cada uno de los respectivos sistemas.