



COMENTARIOS SOBRE EL DOCUMENTO DE “ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS”.

1 INTRODUCCIÓN.

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), en pleno funcionamiento desde el día 1 de julio de 2007, constituye la culminación de un trabajo conjunto de las Administraciones portuguesa y española iniciado en 2001, e intensificado en 2007, una vez que ambos Gobiernos definieron un conjunto de objetivos para su consolidación. En desarrollo de tales objetivos, el Consejo de Reguladores del MIBEL ha publicado el documento de consulta denominado ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS, para promover la reflexión y el debate abierto a todas las partes interesadas, con el fin de armonizar la regulación, existente o a desarrollar en Portugal y España, para así favorecer la integración de la producción de energía eléctrica en régimen especial en el ámbito del MIBEL.

Este documento aborda diversos aspectos vinculados a la producción de energía eléctrica en régimen especial en relación con la operación del sistema y el funcionamiento del mercado desde los principios orientadores de la seguridad del suministro, la eficacia en la consecución de los compromisos medioambientales adquiridos y la eficiencia económica impuesta por un entorno de austeridad presupuestaria y necesaria mejora de la competitividad.

2. CUESTIONES SOMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA.

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 producción de energía eléctrica en régimen especial (PRE) en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?*

En efecto, la inclusión de la producción de energía eléctrica en régimen especial en el mercado marginalista es actualmente una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno.

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?*

La admisión de ofertas de precio negativo puede llegar a crear más problemas en su gestión que las hipotéticas ventajas que conllevara. Solamente en mercados de reserva sería entendible esta posibilidad, pero nunca compatible con la utilización de sistema de precios marginales.

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?

La asignación de costes de medidas adoptadas por la “no gestionabilidad” de la PRE debería, al menos en parte, caer de su lado, para que no fuera a parar toda ella sobre la demanda, cuyos condicionados técnicos no tienen por qué corresponder con los de la PRE.

3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

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

Vendría a mitigar la volatilidad de precios actuales.

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?*

Vendría a reducir la oferta de PRE a mercado diario, y consiguientemente, no aseguraría una reducción del precio marginal por el lado de la producción, que es el suyo, ni favorecería la competencia, sino que dicha reducción quedaría del lado de la demanda, utilizada además por los comercializadores.

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?*

7. *¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intra-diario 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?*

Quizás el desdoblamiento del número de sesiones vendría a agilizar esa adecuación.

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)?*

Pese ser una actividad por cuenta de terceros las competencias y obligaciones del representante se han ido ampliando más allá de lo que productor y representante pudieran acordar bilateralmente en un principio. Siendo además una actividad en competencia hay que tener precaución al imponer obligaciones y responsabilidades a los representantes que puedan poner en riesgo la viabilidad económica de la actividad. Por ello, es necesario dotar de seguridad regulatoria al sector, no solo a los generadores, comercializadores y consumidores, sino también a los representantes, y para ello podría plantearse esta posibilidad como actividad al menos asimilable a la comercialización.



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

El mercado liberalizado es una vía aceptada por todos los países miembros de la UE y no se puede volver a otro esquema. No obstante, para situaciones especiales habría de mantenerse como un sistema de "defensa" del pequeño productor, y también, en su caso, para la representación de determinadas instalaciones durante el periodo de pruebas, o situaciones similares.

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?*

No hay comentarios.

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

No hay comentarios.

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 hay comentarios.

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

No hay comentarios.

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?*

No hay comentarios.

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?*

No hay comentarios.



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?*

Dado que la red eléctrica peninsular se comporta en la actualidad, y a futuro medio, prácticamente como una “isla eléctrica”, es relevante la armonización en el ámbito MIBEL sin aguardar a cuestiones externas para evitar disfunciones entre los dos mercados para idénticas tecnologías de producción PRE.

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?*

Los criterios plasmados en las actuales “Procedimientos de Operación de Red” de REE me parecen adecuados a este fin.

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?*

Si queremos evitar disfunciones entre los dos mercados para idénticas tecnologías de producción PRE, es necesario acometer dicha armonización.

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?*

Hay que tener en cuenta la diferencia entre los dos “mixes energéticos”, y las relaciones de potencia punta a producible entre ambos sistemas eléctricos. Se debiera de tratar esta diferenciación como una “contingencia” del sistema.

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?*

Es necesario evitar la diferenciación en retribución de la PRE entre los dos esquemas español y portugués para idénticas tecnologías de producción vendiendo el mismo producto en un mismo mercado.



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?*

Establecería una "rampa de amortiguación" del tipo "costes de transición a la convergencia" para que las tecnologías todavía pendientes de amortizar en RE dispusieran de plazo de adaptación a la nueva situación, pero dentro de una planificación de actuaciones que no debiera ir más allá de 2016.

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?*

Entendemos que la única causa de restricción en el acceso debe justificarse en base a criterios de seguridad, regularidad o calidad del suministro, vinculados en todo caso a cuestiones técnicas como la limitación sobre capacidad de cortocircuito, asumiendo para este límite una relación más razonable que la actual del 5%, tal y como se hace en Portugal.

Por lo tanto, las limitaciones de acceso que aparecieran, se deberían asignar entre todos los agentes, y en todo caso su resolución se debería apoyar en mecanismos de mercado, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación del sistema, teniendo en cuenta el comentario del párrafo anterior.

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

Entendemos debiera éste ser un problema a resolver por el operador del sistema a la vista de las variables manejadas en cada momento para su determinación. La idea sería mantenerla en cualquier horizonte temporal que dificulte para el productor en RE acudir a la gestión de intradiarios.

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?*

Uno de los argumentos reiteradamente utilizados para sustentar la supuesta mayor orientación al mercado del sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad frente a los sistemas de tarifa o prima regulada, afirma que sólo el primer sistema impulsa la competencia entre los generadores y que, gracias a ellos, se reducen los costes del sistema de apoyo. Sin embargo, una cosa es la teoría y otra la práctica: los precios unitarios por MWh de la energía eólica son muy superiores en los países europeos que utilizan sistemas de apoyo de garantía de origen y etiquetado de la electricidad que en los países con sistemas de tarifa o prima regulada.

Los sistemas de cuota y certificados verdes se encuentran todavía en una fase inicial y experimental de su implementación, por lo que es demasiado pronto para extraer conclusiones definitivas sobre su capacidad para atraer inversiones y fomentar la instalación



Región de Murcia
Consejería de Universidades,
Empresas e Investigación

de nueva potencia de renovables con la misma eficacia que los sistemas de tarifa o prima regulada.

Murcia, a 18 de noviembre de 2011.

EL ASESOR FACULTATIVO

Fdo.: Juan José Puche Martínez.