



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?

RESPUESTA:

Nuestra opinión es que el modelo de mercado marginalista es más eficiente que el despacho centralizado porque permite que el sistema se beneficie de la competencia entre agentes.

En cualquier caso, la oferta de las tecnologías que son sensibles al precio de los combustibles (ejemplo cogeneraciones) deberían ofertar siempre en mercado marginalista.

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?

RESPUESTA:

No le vemos problema a la existencia de ofertas de precio negativo. Únicamente señalamos que, al menos durante las horas de precio negativo, estas ofertas son incompatibles con unidades de producción que tienen garantizada su retribución independientemente del resultado del mercado (ej: instalaciones de régimen especial a tarifa o con un precio suelo)..

Nuestra opinión es muy positiva hacia la articulación de precio negativo en los mercados de reserva, para aumentar los niveles de la misma.

No vemos problema para que, si durante una hora resulta un precio marginal negativo, afecte a todos los participantes en ese mercado y en esa hora.

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?

RESPUESTA:

El coste de las medidas adoptadas debe recaer sobre la demanda, que es la destinataria de las políticas energéticas de los Gobiernos que conducen a la necesidad de instalaciones de régimen especial y de instalaciones de backup necesarias para la seguridad del sistema (ejemplo: ciclos combinados, bombeo, centrales de punta)

En ningún caso vemos razonable que se repercuta sobre la PRE el coste de los mercados de reserva convocados antes del cierre definitivo de la presentación de ofertas de la PRE. Además, toda repercusión de costes a la PRE acaba generándoles un mayor coste de funcionamiento que debería ser trasladado a las primas, por lo que no vemos ninguna ventaja en que el PRE soporte el coste de las medidas adoptadas.

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?

RESPUESTA:

Creemos que la programación a plazo de la PRE no influye en el resultado del programa físico real y por tanto no sirve para estabilizar su producción y mitigar desvíos y volatilidad de los mercados físicos diarios, porque la PRE en general no es gestionable.

Para mitigar el riesgo de precio actualmente los agentes ya tienen libertad para suscribir contratos de cobertura a plazo para comprar y vender energía de la PRE, con el objeto de garantizar un precio estable. Nuestra opinión es que se debe dar libertad a los agentes para elegir la modalidad de contratación que deseen.



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?

RESPUESTA:

Nuestra respuesta sigue en la línea de la respuesta a la anterior pregunta. Obligar a los comercializadores a adquirir energía de la PRE no creemos que tenga un impacto positivo sobre el mercado físico real y sobre la competencia en el mercado. Medidas tales como crear subastas de compra de PRE para los comercializadores, incluso son contraproducentes porque crean precios de referencia ficticios que terminan impactando en el mercado físico.

Nuestra opinión es que se debe dar libertad a los agentes para elegir la modalidad de contratación que deseen.

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?

RESPUESTA:

Existen tres tipos de ofertas complejas: condición de ingresos mínimos, condición de rampas y condición de parada programada.

Nuestra opinión es favorable a mantener las ofertas complejas de ingresos mínimos y parada programada, ya que recoge la peculiaridad del parque productor ibérico y son ampliamente usadas.

En cuanto a la opción de rampas, expresar el de gradiente de carga en MW o MWh es indiferente. Circunscribir las condiciones complejas a unas horas, limitaría la libertad de arranque de las centrales térmicas, que en determinadas ocasiones requieren largos periodos antes de la punta de la mañana.

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?

RESPUESTA:

Lo realmente relevante es acercar el cierre de las sesiones del mercado intradiario al tiempo real, para ello es necesario reducir los tiempos de proceso de los operadores del sistema y del mercado.

De todas formas creemos que lo adecuado sería que existiese un mercado continuo que permita corregir los desvíos tan pronto se conozcan, y que la hora de cierre de este mercado sea lo más próxima al tiempo real posible.

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)?

RESPUESTA:

Desde nuestra experiencia es indiferente para el mercado que se articule la venta de energía de la PRE a través de representantes o de comercializadores. Entre una opción u otra únicamente varía el sujeto al que se le exigen las responsabilidades de cobros y pagos. Actualmente en España conviven los dos sistemas sin ningún problema para los agentes.

La relación entre el sujeto encargado de la liquidación de las primas y las sociedades de régimen especial pueden ser sustituidas por representantes, siempre que no se trate de resolver discrepancias conceptuales en la liquidación.



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

RESPUESTA:

Creemos que es necesario que exista una representación de último recurso, y que facilite la operativa el hecho de que esta representación la realice una empresa del grupo de la distribuidora a la que se conecta la instalación. Vemos razonable que se establezca un límite de potencia y/o de tensión para poder permanecer de forma indefinida en la misma. De momento en España existen barreras legales que suponen en la práctica que todas las instalaciones deben vender su energía a través de los representantes de último recurso al menos durante la fase de pruebas.

En España, la comisión reglada que deben cobrar los representantes de último recurso es disuasoria para instalaciones mayores de 50 kW, y muy baja para instalaciones menores de 5 kW. Debería modularse el precio de representación en función de la potencia, para que existan incentivos a la representación libre, y que el representante de último recurso tenga una retribución razonable según los costes que le produce.

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?

RESPUESTA:

Creemos que lo más razonable es que no se ponga ninguna restricción a la consolidación de desvíos, y que los agentes tengan libertad para consolidar desvíos entre todas las unidades de programación, de compra y de venta, con las que participan en el mercado.

Actualmente no se permite unir las ventas de régimen especial y régimen ordinario, ni consolidar compras y ventas.

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

RESPUESTA:

La liquidación de los desvíos debe realizarse frente al último programa firme que acumule todas las transacciones realizadas por los agentes en los mercados (PHF), añadiendo en su caso los ajustes derivados de los mercados de ajuste en los que esté habilitado para participar, más los redespachos ordenados en tiempo real por los operadores del sistema (limitaciones).

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?

RESPUESTA:

Nuestra opinión es que debería darse prioridad al cumplimiento de los programas firmes y hacer responsables a los operadores del sistema frente a reducciones en la capacidad física de interconexión (para solventar la restricción producida tendrían que acudir a mercados de servicios del sistema).

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

RESPUESTA:

No tenemos conocimiento de que esté ocurriendo en el MIBEL.

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?

RESPUESTA:

Lo más justo sería que el beneficio se repartiera entre ambos países a partes iguales y que las rentas de interconexión generadas sirvieran para invertir en nuevas interconexiones físicas, tal y como prevén los paquetes legislativos europeos sobre electricidad.

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?

RESPUESTA:

El acercar las sesiones del mercado intradiario a tiempo real debe ser un objetivo prioritario, y simultáneamente compatibilizarlo con la existencia de una ventana de tiempo que permita a los operadores del sistema intercambios de servicios de ajuste.

Una condición necesaria es la armonización de los mercados, en cuanto a precios negativos, suelo en las primas, configuración de las áreas de balance, etc.

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?

RESPUESTA:

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?

RESPUESTA:

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?

RESPUESTA:

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?

RESPUESTA:

Nuestra opinión es que, en la medida de lo posible, deberían establecerse mecanismos de mercado para resolver las órdenes de reducción y de interrupción. Para ello, debería permitirse participar a la PRE en los mercados de regulación a bajar, siempre que no esté a tarifa o tenga un precio suelo, complementado con la existencia de ofertas de precio negativo.

Debe dotarse a las distribuidoras de canales adecuados para participar en la determinación de los volúmenes de energía a interrumpir o reducir, pues puede afectar a la gestión de sus redes por tener conectadas instalaciones PRE.

En el caso de que no sea posible aplicar mecanismos de mercado para la resolución de la restricción, la legislación debería establecer que todas las plantas de PRE no gestionable son susceptibles de ser interrumpidas por igual.

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?

RESPUESTA:

Consideramos que aunque se modifiquen los modelos retributivos no debe verse perjudicada la capacidad para recuperar las inversiones ejecutadas durante el marco retributivo anterior.

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?

RESPUESTA:

Consideramos que no existe ningún problema para que puedan coexistir instalaciones de la misma tecnología y regímenes retributivos diferentes. En caso de que se opte por la convergencia, el periodo transitorio debería ser suficientemente largo.

Excepción hecha de la introducción de mecanismos de precio negativo.

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?

RESPUESTA:

Creemos que el criterio principal para conceder reserva de capacidad es la precedencia temporal en la solicitud. A igualdad de precedencia temporal, se podría dar preferencia a las instalaciones que menos CO2 emitiesen o la tecnología de menor coste para el sistema.

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

RESPUESTA:

La prioridad de despacho debería materializarse únicamente en el tiempo real. Hasta ese momento se debe dejar libertad a los mercados.

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?

Creemos que sería adecuado que se integrasen los sistemas de garantías de origen y de etiquetado de la electricidad a nivel ibérico, puesto que el suministro a ambos países se realiza desde el mismo mercado.