

RESPUESTA DE UNEF A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

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?

No.

El régimen especial no compite en igualdad de condiciones con el régimen ordinario, por lo que el hecho de que las ofertas de ambos confluyan en el mismo mercado crea constantes distorsiones. Cabe destacar, de entre ellas, las siguientes:

- La incorporación de la PRE a precios inframarginales contribuye a deprimir el precio del mercado con el consiguiente aumento en la prima equivalente que reciben las instalaciones. Debido a que la prima equivalente es percibida socialmente como el “sobrecoste” de las energías “alternativas”, se da la paradoja de que la incorporación de la PRE al mercado produce un efecto de rechazo del mismo por su aparente mayor coste para el cliente final. El efecto se acrecienta porque la prima equivalente está perfectamente definida, mientras que el impacto en la depresión del precio de mercado no puede ser determinado con exactitud salvo que se asuman hipótesis –discutibles– de comportamiento de los agentes. Es necesario, por tanto, que tanto los costes de la energía en régimen ordinario como los de la energía en régimen especial estén perfectamente determinados de forma que el consumidor pueda conocer, con total transparencia, el coste de ambos.
- La existencia de un mercado de contado artificialmente bajo favorece la exportación de energía del mismo hacia terceros mercados. Las empresas participantes del negocio de exportación a terceros países disfrutan, por tanto, de un beneficio que es sostenido por los consumidores del país de origen que son los que, pagando las primas, favorecen que el precio sea inferior.

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?

En los mercados de generación de régimen ordinario podrían tener sentido ofertas de precio negativo dado que, en algunos períodos de programación, podría resultar más rentable llegar a pagar por producir antes que efectuar una parada de la instalación.

En el régimen especial, particularmente en el de fuentes de energía renovable, el coste de un arranque/parada es mínimo, por lo que los precios negativos carecen de sentido. En los mercados de ajustes, tales como el de regulación terciaria, sí tendría sentido la incorporación de precios negativos para crear un incentivo a dejar de producir cuando el precio del mercado diario haya sido bajo.

El sistema de precio marginal es idóneo para mercados perfectos. Los mercados eléctricos y, en particular, el mercado ibérico, están muy alejados de la perfección dado que en ellos conviven centrales que provienen de regímenes anteriores fuertemente regulados con plantas cuya inversión se ha realizado en régimen de mercado libre. La situación se agrava cuando en la práctica hoy en día no pueden construirse centrales de gran parte de las tecnologías históricas, tales como la nuclear o la gran hidráulica.

UNEF, en consecuencia, está en contra del mantenimiento del actual sistema de precios marginalista para todas las tecnologías, no así para aquellas que puedan competir en régimen de libre mercado, tales como los ciclos combinados, las centrales de fuel-gas o las centrales de carbón.

Dicho esto, la utilización de precios negativos no sería a nuestro juicio incompatible con un submercado marginalista al que acudieran las centrales que compitieran en régimen de libre mercado.

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 imputación eficiente de costes debe ser un principio a perseguir en la regulación de los mercados eléctricos.

La realidad, sin embargo, dista mucho de este principio. En el mercado español, por ejemplo, gran parte de las externalidades de las centrales del régimen ordinario no se imputan directamente a sus titulares.

El hecho, por ejemplo, de que las pérdidas de la red sean pagadas íntegramente por los consumidores oculta uno de los grandes beneficios de la generación distribuida.

Otros mecanismos actualmente en vigor, tales como el sistema de reparto del coste de los desvíos, favorecen a los grandes operadores en detrimento de los de menor tamaño.

Además de lo anterior, hay que tener en cuenta que las inversiones en el sector eléctrico precisan de un largo período de amortización, por lo que la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria conforman un principio prioritario.

Como consecuencia de ambos principios, en opinión de UNEF, la regulación debe tender a una imputación eficiente de costes sin afectar a las inversiones ya realizadas.

No deben, por tanto, imponerse nuevos costes durante la fase de explotación a las centrales cuya inversión se realizó sin posibilidad de preverlos salvo, naturalmente, que a la vez se prevea un mecanismo de compensación adecuado.

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

La contratación a largo plazo de la PRE es perfectamente compatible con su régimen retributivo, que trata de dar estabilidad a los flujos de caja generados por las instalaciones. Resulta, por tanto, una excelente herramienta para disminuir la volatilidad de los precios a los que los consumidores deben comprar su energía.

No creemos, sin embargo, que esta herramienta vaya a mejorar el grado de acierto en la programación de las mismas.

Por tanto, entendemos que los contratos a largo plazo deben contemplarse; pero deben ser complementados con un incentivo al productor a mejorar el grado de acierto en la previsión de su producción.

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?

Entendemos que toda la demanda que sufraga las primas equivalentes de la PRE debe ser beneficiaria de la correspondiente energía con independencia de que su suministrador sea un comercializador libre o uno de último recurso.

Creemos, por tanto, que los mecanismos de contratación a plazo de la PRE deben realizarse con todos los comercializadores de forma no discriminatoria entre éstos.

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?

En opinión de UNEF las ofertas complejas son perfectamente prescindibles dado que los resultados de la casación del mercado diario pueden ser corregidos en las sesiones posteriores del mercado intradiario.

Por el contrario, su existencia contribuye a incrementar la opacidad del mercado, en detrimento de su simplicidad y transparencia.

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?

Más que un aumento de las sesiones del mercado intradiario, sería deseable para una mejor predictibilidad de la PRE que se acortara el plazo entre el cierre de ofertas y el comienzo del período de programación.

El incremento en el número de sesiones –y, llevado al límite, el mercado continuo– favorecería a los grandes operadores, dado que éstos tienen conocimiento en tiempo real de la situación de gran parte del resto del parque de generación.

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)?

A juicio de UNEF es indiferente que la representación sea o no una actividad en sí misma, lo importante es que exista competencia entre los representantes y que los operadores dominantes no puedan ejercerla para las instalaciones que no son de su propiedad.

El hecho de que las obligaciones de pago y los derechos de cobro correspondan al representante o al productor debería flexibilizarse, de modo que las partes pudieran acordar uno u otro sistema para cada segmento de mercado en función de sus intereses.

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

En la medida en la que la representación de último recurso es realizada típicamente por los operadores dominantes, debería ser penalizada para favorecer que el productor contratara con representantes libres.

Sin perjuicio de lo anterior, UNEF niega la necesidad de que las instalaciones de pequeña potencia deban acudir al mercado mayorista para vender su energía.

Estas instalaciones deberían ser operadas a través de mecanismos simplificados económicamente viables.

No tiene sentido, por ejemplo, que una instalación fotovoltaica de 5 kW cuyos ingresos anuales son del orden de 2.000 EUR tenga que vender su energía en el mismo mercado y con los mismos costes que una central nuclear.

Nótese que en estos casos el coste de gestión de su medida, su programación y su liquidación posterior es del mismo orden de magnitud que los ingresos de la instalación, por lo que su acogimiento a la representación de último recurso no hace sino ocultar una subvención cruzada que su representante, sin duda, debe percibir de otra fuente.

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

Como hemos citado anteriormente, en estos momentos existe una discriminación en el mecanismo de reparto del coste de los desvíos a favor de los grandes operadores.

Resulta paradójico que el coste por MWh desviado sea mayor para los pequeños operadores cuando es fácilmente comprensible que la resolución de un desvío de 500 MW tiene un sobrecoste mucho mayor a 500 veces el sobrecoste de uno de 1 MW.

Lo anterior no hace sino agravarse cuando se observa que los grandes operadores incorporan a sus zonas de regulación centrales que, sin tener capacidad apreciable para regular su potencia en tiempo real, se ven exentas de abonar sus desvíos.

El sistema debe ser, a nuestro entender, totalmente remodelado de forma que se impute el desvío en función del coste real que supone resolverlo.

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

Cualquier referencia distinta al último programa enviado para el cálculo del desvío discriminaría notablemente a las energías renovables fluyentes, cuya predictibilidad es notablemente más alta cuanto más cerca se está del tiempo real.

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?

El cálculo de las reservas necesarias en los sistemas debe ser completamente objetivo y determinado, exclusivamente, por criterios de seguridad.

Lo anterior no obsta para que, en el coste del propio servicio de ajuste, se incorporen las correspondientes indemnizaciones a las operaciones económicas que se vean afectadas por la imposibilidad de ser modificadas con la suficiente antelación.

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

En coherencia con la respuesta anterior, estos casos no deberían ocurrir si el cálculo fuera completamente objetivo.

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 contesta.

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 contesta.

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?

Las inversiones realizadas por los titulares de plantas eólicas y fotovoltaicas en España para el control de huecos de tensión y reactiva son muy recientes. Se da la circunstancia, además, de que en caso de las fotovoltaicas, la inversión no ha gozado de compensación económica alguna.

La armonización de estos criterios, de realizarse, debe hacerse al mayor ámbito posible y en cualquier caso debe contemplar la correspondiente compensación al productor afectado.

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?

En primer lugar, se echa en falta un análisis más profundo en España de las instalaciones que realmente deben soportar un hueco de tensión manteniendo su inyección de energía a la red.

La gran dispersión de las instalaciones fotovoltaicas, por ejemplo, hace difícil que en muchos casos un hueco de tensión afecte a una potencia significativa.

Por otra parte, como hemos dicho, no pueden aceptarse cambios en el régimen de funcionamiento que deban ser sufragados por los productores que los desconocían en el momento de invertir en la instalación.

Por último, debe asegurarse que la regulación técnica de las protecciones de la planta sea coherente con la que se establezca a nivel de huecos o de reactiva.

Lo contrario lleva a situaciones absurdas como las que actualmente vivimos en las que, después de haber realizado una inversión relevante en la modificación de los inversores, la protección general de algunas plantas fotovoltaicas las desconectan ante un hueco de tensión para evitar su funcionamiento en isla. La inversión resulta, por tanto, totalmente inútil con el agravante de que perjudicaría notablemente la imagen del sector si se produjera un problema de estabilidad de la red debido a un hueco de tensión.

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?

La armonización de los mecanismos citados conlleva un abaratamiento de las inversiones a realizar en las plantas, por lo que resulta siempre deseable.

No obstante, se insiste una vez más que en ningún caso deben afectar retroactivamente a las plantas previamente construidas.

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?

Los mecanismos de reducción actualmente existentes en España nos parecen adecuados.

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?

UNEF es partidaria de que la regulación económica del régimen especial forme parte de una política a nivel europeo que evite tratamientos diferenciados a las mismas tecnologías entre los países de la Unión.

La estabilidad del mercado y el desarrollo coordinado y planificado de las tecnologías debe ser un objetivo prioritario que, unido a las propias ventajas que conlleva la simplificación administrativa, conducirá a un mayor abaratamiento de sus costes.

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 hoja de ruta debe ser marcada en el ámbito de la Unión Europea sin afectar, en ningún caso, a inversiones previamente realizadas.

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

La PRE no debe competir entre sí por la capacidad de la red, especialmente en los casos de fuente renovables, dado que debe maximizarse la utilización de la energía primaria disponible.

La inexistencia de reserva de capacidad tiene sentido entre centrales de régimen ordinario que compiten entre sí mediante el precio de sus ofertas.

Debería, por tanto, modificarse la legislación para que la puesta en servicio de instalaciones de PRE supusiera una reserva de capacidad de la red que impidiera que otras instalaciones de PRE compitieran con ella por ésta.

Lo anterior debiera extenderse, durante un plazo prudencial, a las instalaciones en tramitación siempre que su promotor prosiga con el desarrollo del proyecto.

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 extenderse a todos los horizontes de programación en los que resulte técnicamente viable. Lo contrario contribuiría a incrementar los vertidos de energías renovables, que resultarían injustificables.

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?

Análogamente a lo comentado anteriormente, resulta conveniente homogeneizar el tratamiento de los sistemas de garantía en origen al mayor ámbito posible.

La simplificación administrativa y la ampliación del mercado potencial de venta de los derechos contribuirán, sin duda, a reducir el coste de la energía.