

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

ACIE

Fundada en 1999 con el propósito de representar los intereses de los comercializadores independientes dentro del nuevo marco de la liberalización del sector energético

Miembro del Comité de Agentes de Mercado y del Consejo Consultivo de la CNE

Hoy en día engloba 8 comercializadoras que atienden cerca del 6,5% del volumen de energía ELÉCTRICA suministrada en España.

Respuesta a las cuestiones de la consulta

- 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 al menor coste posible. Si damos como válida el funcionamiento del mercado marginalista con otras tecnologías que puedan vender su energía por debajo del precio marginal tenemos que aceptar su validez para la gestión de la energía de régimen especial. Quizá pueda plantarse que toda la retribución del régimen especial deba basarse en el esquema de sumar una prima fija al precio de mercado, de tal manera que se elimine la distorsión de que alguien no realice la gestión de precio más eficiente por tener una retribución asegurada con independencia de sus actuaciones en el mercado.

- 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?*

Si, máxime si en el resto de Europa está solución es una solución con experiencia positiva (Ej: Francia, Alemania).

Es más, la posibilidad de precios negativos en mercados de terciaria, terciaria de sustitución (energía de regulación secundaria aportada) y desvíos 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” parece compatible. En caso contrario se tendría que revisar su idoneidad en todos los mercados en los que se aplica.

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?

Desde ACIE consideramos que la premisa de partida debe de ser que el coste debe ser asumido por aquel que provoca las ineficiencias del sistema.

En cuanto a la posibilidad de introducción de instalaciones adicionales, como plantas de bombeo, es el precio de los mercados en los que participen el que debe retribuir tales inversiones. El único mecanismo viable sería la contratación de dicha capacidad de reserva a largo plazo para las nuevas inversiones, de tal manera que pudieran minorar parte del riesgo de la inversión. Para ello sería necesario el cambio de regulación y que en ese mercado a plazo de capacidad de regulación participasen también las centrales existentes. Su coste, por supuesto, debería ser soportado por la energía consumida y no por los desvíos.

Otra forma de mejorar la disponibilidad de reserva y el coste de los desvíos es permitir una mayor participación en mercados de regulación de productores de régimen especial que puedan aportar regulación. En opinión de ACIE, el operador del Sistema debería realizar un esfuerzo por incorporar a los mercados de servicios auxiliares a algunas tecnologías que actualmente no participan.

4. Aprovisionamiento 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 cuando se contrate. Aún contratándose toda a plazo, como es el

caso de la opción de tarifa, hay que hacer ajustes de volumen en el mercado diario y en los mercados intradiarios si se quiere reducir el error de los programas de generación. 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 significará la reducción de desvíos.

La contratación a plazo sólo serviría para la cobertura de riesgo de precio del régimen especial con la opción de venta de mercado. Si la adquisición de la misma a plazo no fuera de libre concurrencia revertiría el riesgo de precio, de manera obligada, sobre otros operadores o sobre el sistema.

En todo caso, la promoción de un esquema de retribución único de las instalaciones en régimen especial a mercado más prima ayudaría a que los costes reales de producción tuvieran un reflejo correcto en el mercado a plazo.

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?*
6. Hoy en día hay suficientes mecanismos para que quien quiera pueda contratar su energía a plazo. De hecho, hasta el mes de octubre, el mercado OTC¹ en el año 2011 ha contratado unos 245 TWh de energía en swaps de electricidad y la negociación continua del mercado de futuros OMIP ha ascendido a unos 27 TWh. No consideramos que mecanismos de venta a plazo de la energía de régimen especial adicionales a los existentes mejoren la competencia. *¿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 nuestra opinión las condiciones de ofertas complejas actuales (ingresos mínimos y rampas de subida) junto con la gestión de balances en los mercados intradiarios son suficientes para permitir a los productores ajustar su ingresos a los costes de su funcionamiento.

Antes de promover cualquier tipo de cambio en este sentido debe analizarse en profundidad el impacto respecto a la estructura de los mercados financieros paralelos.

¹ Mercado OTC: mercado no regulado en el que los operadores negocian bilateralmente a través de intermediarios (*brokers*), en este caso, operaciones a plazo con liquidación financiera sobre el subyacente del precio medio del mercado de electricidad.

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?*

Sí. Además del aumento de las sesiones de intradiarios es necesario que las horas cuyo programa se pueda casar estén lo más cercanas posible al momento del cierre del mercado intradiario. El error de la predicción renovable aumenta según se aleja la predicción de la hora de la generación.

En opinión de ACIE, la existencia de un mercado continuo amplificaría el poder de mercado de operadores con grandes cuotas, que tienen mayor flexibilidad de funcionamiento en sus centrales y mejor información del funcionamiento un gran número de unidades que eventualmente pudieran participar en la negociación.

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.

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)?*

ACIE está en contra de asimilar la actividad de representación a la de comercialización. La representación es un servicio profesional de gestión de la venta de energía propiedad de un tercero –productor de régimen especial- que pone a disposición de los propietarios de la energía recursos similares a los de una compañía eléctrica. 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. 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 como parte del servicio. Debe haber posibilidad de elección de ambas y la elección debe realizarse por acuerdo entre las partes.

Respecto a Portugal, en opinión de ACIE es necesario fomentar la competencia en el mercado de representación, permitiendo la libre representación de instalaciones de régimen especial por operadores no dominantes también en el mercado portugués.

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 de más de 0,1 MW. La representación de último recurso nunca debe ser obligatoria, como actualmente en el caso de las instalaciones de régimen especial en pruebas. Los representantes actuales desarrollan su actividad con la agilidad y dinamismo requerida por los productores.

La representación de último recurso solo se justifica para instalaciones que, por su tamaño, no puedan acceder a servicios profesionales de representación libre.

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 los productores de régimen especial a ajustar sus programas lo más cerca posible del tiempo real. Consideramos que el sistema de cálculo de desvíos actual, que mide los desvíos respecto a lo que el Operador del Sistema denomina P48 (Programa Horario Operativo), es eficiente. Cualquier otra referencia más lejana en el tiempo supondría penalizar al régimen especial y aumentar el coste general de la gestión de los desvíos.

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?

En opinión de ACIE el horizonte temporal para no admitirse reducciones debería ser a partir del PVP salvo mecanismos excepcionales de resolución (MER).

No obstante, se debería avanzar en la armonización de los criterios aplicados por uno y otro operador y el establecimiento de mecanismos de supervisión que aseguren una correcta utilización de la reducción de la capacidad de intercambio.

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

Podría darse esa situación; por ello es imprescindible fomentar la máxima transparencia y publicidad de los programas casados.

Por otro lado, es necesario enfatizar que de conformidad con las directivas comunitarias no debe darse prioridad en el despacho a las unidades nacionales respecto a las intracomunitarias.

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?

Cualquier uso de las interconexiones debe basarse en mecanismos de mercado con libre competencia entre los agentes sin intervención del Operador del Sistema. El precio idóneo es el resultante de dicha premisa.

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?

Parece necesaria la armonización en las reglas de participación en los mercados de regulación y servicios auxiliares, la aplicación de criterios homogéneos y eventualmente la existencia de un único operador del sistema.

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?

En España debe reconocerse el derecho a participar en servicios complementarios y restricciones en las mismas condiciones que el régimen ordinario, siendo la competencia en la prestación del servicio el paradigma a seguir.

Portugal debe converger hacia el actual sistema español como paso más que necesario para alcanzar en plazo la fase 2 explicada en el apartado 3.7 de la Consulta.

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 integración de mercados debe abarcar armonización de operativa en todos los ámbitos: mercado a plazo, día siguiente, mercados intradiarios, mercados de regulación y desvíos y gestión en tiempo real. Si finalmente se desea que la operación del sistema sea única o se realice de manera coordinada todos los productores del mismo tipo deben tener condiciones de participación idénticas para que un sistema no subvencione el funcionamiento del otro.

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?

Al igual que a través de los centros de control REE puede dar instrucciones a instalaciones en régimen especial, no se debería obstaculizar por definición la participación de estas instalaciones en restricciones fase II (particularmente régimen especial renovable no gestionable) en tanto al régimen ordinario no se le exige superar prueba alguna para participar en dichos mercados, y sería suficiente la acreditación de la potencia neta realmente disponible a todas las instalaciones de régimen especial que participen tanto en servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo como obligatorio.

En España, debería promoverse la prestación del servicio de regulación terciaria por unidades en régimen especial.

Se debería promover la armonización de los criterios utilizados en la clasificación de las distintas tecnologías de régimen especial (*renovable/no renovable*, por ejemplo, mientras que Portugal los RSU son renovables, en España no lo son, *gestionable/no gestionable*, etc)

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?

La simplificación o armonización de retribuciones o de sus categorías no tiene ninguna ventaja. Cada país puede tener costes de instalación (mano de obra, terrenos, materiales, etc.) o de funcionamiento diferentes e igualarlas podría resultar injusto.

ACIE considera que la única ventaja en la armonización de retribuciones del régimen especial se produciría si se implanta un único esquema de retribución a partir del precio obtenido con la venta libre al mercado más una prima fija (que debe variar por tecnología y país) garantizando igualmente la participación en los servicios complementarios como se ha subrayado previamente. Este esquema es que el que permite crear un incentivo para la gestión del riesgo de tal manera que no recaiga sobre el sistema y acercar cada vez más a la producción del régimen especial a competir con otras tecnologías en el mercado.

No obstante debe respetarse la seguridad jurídica y no aplicarse cambios retributivos de forma retroactiva.

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?

Instauración inmediata del acceso al mercado de las instalaciones de régimen especial en Portugal con el mismo esquema que en España y con liquidación de desvíos por el operador del sistema consolidados a nivel de agregador.

En España, transición inmediata a un régimen retributivo único para las nuevas instalaciones: mercado + prima + servicios complementarios

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

No debe haber una precedencia temporal entre instalaciones.

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

ACIE opina que hay que dar prioridad de integración a la energía del régimen especial, en cumplimiento de la directiva europea vigente, por lo que el horizonte de programación debe ser el del último mercado disponible, realizando sólo limitaciones en tiempo real.

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?*

La integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad ampliaría el mercado y las posibilidades de comercialización tanto de las garantías de origen como su utilización en el suministro a consumidores.

Debe evitarse la implantación de mecanismos locales que impliquen barreras a la circulación de estas mercancías.

D. Jordi Sarrias Prats
Presidente