

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

Respuesta de Endesa a las cuestiones sometidas a consulta pública

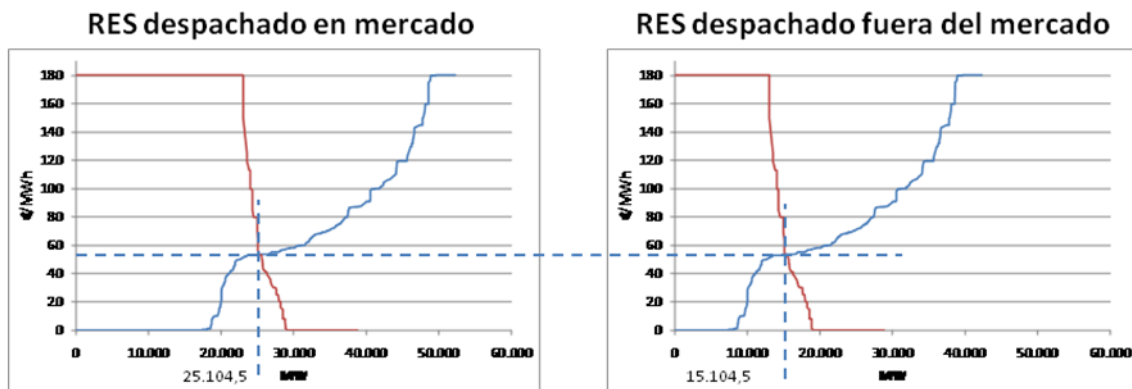
15 de diciembre de 2011

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 despacho de toda la generación renovable por mercado (con las primas que correspondan) es la forma más flexible y económica de operación del sistema, razón por la que es elegida por la inmensa mayoría de los productores renovables. Generar marcos regulatorios “ad hoc” para las tecnologías presentará, en alguna coyuntura de explotación presente o futura, problemas de integración, a la vez que constituye una intervención indeseable del mercado, por lo que debe evitarse cualquier intervención regulatoria en este sentido.

En cualquier caso, el método elegido no afectará a la formación del precio de cada hora. Este precio se determina a partir de la casación de la oferta y de la demanda. La consideración de la PRE en el mercado diario incorpora una oferta de venta tomadora de precio (a precio de 0 €/MWh) mientras que el despacho fuera del mercado diario conllevaría la retirada de demanda por la misma potencia a precio también aceptante (180 €/MWh). En ambos casos, el punto de corte de las curvas de oferta y demanda no cambia, por lo que el precio resulta idéntico.



Curvas de oferta y demanda reales de la hora 11 del 11/11/2011. Fuente: OMEL

Ejemplo con una producción supuesta del RE de 10.000 MW.

Por ello, el efecto sobre el precio del mercado de despachar la PRE en el mercado diario (España) o forzar su compra por parte de los CUR disminuyendo la demanda a satisfacer (Portugal) es idéntico. Ambas opciones deprimen el precio, ya que la depresión del precio no responde al procedimiento de obtención del precio, sino a la reducción de la necesidad de producción térmica debido a la propia existencia de la PRE.

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 España no existen problemas para la modulación de la carga desde un punto de vista físico, lo que hace innecesario la existencia de precios negativos al menos en el mercado diario e intradiarios. En ninguna coyuntura de explotación falta potencia flexible que permita modular el seguimiento de la demanda descontada la producción renovable.

No obstante, es posible que en un futuro no muy lejano sea necesario eliminar los límites actuales de oferta, 0 y 180 €/MWh, para acoplar el mercado Ibérico con el resto de los mercados europeos. En este caso, hay que ser muy cuidadoso a la hora de compatibilizar una ayuda al funcionamiento del RE con la existencia de precios negativos. Una prima variable introduciría un incentivo a los productores del RE a ofertar artificialmente a precios negativos, por un valor como máximo igual a la prima percibida, respondiendo al coste de oportunidad por motivos estrictamente regulatorios.

Por ello, como paso previo a la eliminación del límite del precio nulo, es imprescindible modificar la regulación vigente eliminando la percepción de cualquier prima o tarifa en los casos en los que el precio del mercado sea negativo (o incluso nulo), ya que en estos casos se produce un exceso de energía y carece de toda lógica económica seguir primando una energía que no es necesaria, y obligando a terceros agentes a incurrir en costes reales de funcionamiento, lo que hace ineficiente al sistema en su conjunto.

Actualmente existe un límite de horas en la percepción de las primas renovables que se computa diferente según la tecnología. La propuesta sería que en las horas en que el precio sea cero (o en un futuro también negativo) la prima también sea cero y que dichas horas no computen en el límite de horas equivalentes para percepción de la prima, lo que debería ser neutro para los productores renovables y eliminaría las lógicas reticencias a detener sus máquinas en las horas valles.

De alguna forma, esta situación ya se está produciendo en la actualidad, ya que en determinados casos, con precios de mercado de 0 €/MWh, el OS ha procedido a reducir la producción de parques eólicos mientras que se seguía produciendo, y primando, producción térmica del RE, tal como cogeneración o biomasa, las cuales seguían percibiendo al tarifa íntegra por su producción. En estos casos, no se está dando la señal adecuada a los agentes del RE, ya que siguen disfrutando de una energía primada por una producción con un elevado coste variable aún cuando no era necesaria su energía, y obligando a parar energía renovable de coste variable nulo. En este sentido, debería establecerse un mecanismo que hiciera reflejar el coste variable del RE térmico, de tal forma que cuando el precio del mercado sea inferior a dicho coste variable tengan incentivo a reducir su producción, incrementando con ello la eficiencia del sistema.

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?

Como regla general, los costes de los distintos servicios del sistema deben recaer sobre aquellos que los provocan. Por ello, los costes adicionales originados por la necesidad de gestionar la PRE, en concreto la no gestionable, deberían recaer sobre estas tecnologías.

Un gran acierto del sistema español es el hecho de que el coste de los desvíos (energía de secundaria, terciaria y gestión de desvíos) recaiga sobre aquellos agentes que se desvían, ya sean consumidores o productores. Este es un aspecto en el que sin duda debería avanzar urgentemente Portugal. En España debería ponerse fin a la exención del pago de los desvíos de los productores a tarifa sin necesidad de contar con medida horaria, mediante la imposición de medida horaria a todos los PRE sin excepción. Sólo así se podrán evitar arbitrajes y prácticas especulativas que elevan el coste de la energía a consumidor final, evitando que la liquidación de primas compense siquiera parcialmente estos costes.

Con respecto a los redespachos de tiempo real, hoy en día estos costes se están asociando por parte del operador del sistema de forma un tanto arbitraria a restricciones de tiempo real o a terciaria. En el primer caso se están repercutiendo actualmente sobre la demanda en proporción a su consumo, y en el segundo forma parte del coste del desvío. La casuística por la que se incurre en estos costes es muy amplia y su clasificación no está exenta de discrecionalidad, ya que no es posible establecer un criterio unívoco, por lo que no vemos especialmente interesante establecer repercusiones diferenciadas según la naturaleza del redespacho. Por ello, para simplificar todo el proceso, debería repercutirse siempre como parte del coste del desvío.

Con respecto a la disponibilidad de potencia en punta, hay que tener en cuenta que no se puede contar con producción renovable no gestionable para la cobertura de la punta, por lo que se necesitará la misma potencia de punta que se necesitaría sin la existencia de esta PRE, por lo que no parece que deba imputarse su coste a la producción renovable. Sin embargo, la PRE reducirá la producción de estas mismas centrales que garantizan la cobertura de las puntas. En 2010, 6.000 MW de CCGT funcionaron menos de 1000 horas, y unos 10.000 menos de 2.000 horas. Por su parte, las centrales de carbón funcionaron menos de 2000 horas. Evidentemente no es posible recuperar los costes fijos del parque térmico con semejante régimen de funcionamiento, lo que crea la necesidad de incrementar los pagos por disponibilidad de estas centrales, más allá de lo establecido recientemente con la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre.

Esta situación se agrava por el hecho de que el ATR de gas natural que deben contratar los productores es en su mayor parte un coste fijo, lo que dificulta la operación de los CCGT en el mercado y la recuperación del coste de ATR. Por ello, debería avanzarse en la dirección de imputar los costes de ATR del gas natural a las centrales térmicas como coste variable, sin que ello suponga pérdida de ingresos en el sistema gasista.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que el sistema español carece por completo de tecnologías de punta, realizando esta función los ciclos combinados, lo que llevaría a preguntarse por las causas por las que no se ha desarrollado (o se ha cerrado) potencia de punta. La ausencia de un pago fijo por el servicio de disponibilidad puede muy bien ser una causa relevante por la que se han cerrado centrales que podían cumplir esa función, tales como centrales de fuel o de carbón obsoletas. Igualmente, estrictas medidas ambientales, tales como la prohibición de funcionamiento con fuel han contribuido al cierre anticipado de dichas centrales. Las centrales de fuel se han visto obligadas a contratar el ATR de gas natural, con un elevado coste fijo de conexión, y sin embargo han funcionado de forma esporádica, lo que ha hecho inviable su utilización desde un punto de vista económico y ha conducido a su cierre. Habría sido mejor incorporar alternativamente un límite al número de horas con que podían funcionar con fuel, incluso aunque sea a costa de incorporar el pago de un determinado cargo por MWh producido a partir de este combustible más contaminante. Algo parecido podría ocurrir con centrales de carbón obsoletas, sin desulfuradoras instaladas, y que parecen abocadas al cierre.

Tampoco parece que exista en el mercado una tecnología apropiada para funcionar estrictamente en punta y que suponga un reducido coste de inversión. Tanto la turbina de gas como los grupos diesel presentan costes fijos no muy por debajo del de los CCGT, lo que dificulta su instalación para especializarse en centrales de punta.

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?

Los mercados a plazo constituyen una herramienta a disposición de los agentes para cubrir el riesgo de variación del precio de mercado diario. Un agente que no tenga cubierta su posición de generación frente a demanda, por exceso o por defecto, estará expuesto a riesgo de precio de mercado en un sentido o en otro. Los mercados a plazo ofrecen una posibilidad para cubrir este riesgo, pero en ningún caso tienen efecto alguno directo sobre el resultado del mercado diario ni sobre los desvíos de los productores renovables.

Esto debe ser una decisión de negocio de cada productor. Para articular estas ventas existen diferentes mercados (subastas CESUR, OMIP y mercado OTC) que permiten que el productor que lo desee pueda comprometer su producción a plazo, por lo que no se considera necesario ni conveniente articular mecanismos específicos.

Independientemente del volumen de energía casada a plazo, ya sea en mercados a plazo financieros, con entrega física o incluso en contratos bilaterales físicos, el precio de equilibrio del mercado diario en una determinada hora seguirá inalterado, ya que este precio responde a la lógica económica y física de la oferta y de la demanda, y ésta no depende de las operaciones a plazo ya realizadas, sino de la optimización del despacho del parque generador para satisfacer la demanda en esa hora. Cualquier generador que haya vendido a plazo, si finalmente el precio del mercado diario cae por debajo de su coste variable, decidirá parar y adquirir la energía en el mercado diario antes que producirla él mismo.

Es decir, el precio horario del mercado diario no depende del volumen de energía negociado en los mercados a plazo. Obligar a los PRE a vender a plazo es una medida de intervencionismo regulatorio que no reporta absolutamente ningún beneficio, sino que más bien perjudica seriamente la credibilidad del mercado, el cual se basa en la libertad de los participantes para operar libremente.

Por otro lado, la falta de participación de los PRE en los mercados a plazo hay que buscarla más bien en el efecto del mecanismo regulatorio utilizado para retribuir la subvención percibida por estos productores. Los productores que venden a tarifa no presentan riesgo de precio, por lo que no tienen incentivo a operar a plazo. Los que tienen suelo y techo tienen un riesgo muy limitado, y de operar a plazo incorporarían un riesgo regulatorio adicional, pues en ese caso el precio de la prima equivalente no se determina a partir del precio del mercado diario sino del precio de la CESUR, por lo que la contratación a plazo pierde todo su sentido de reducción del riesgo.

Con respecto a la posibilidad de que la contratación a plazo sirva para mitigar los desvíos, es obvio que la pregunta no se refiere a la reducción del desvío físico, sino a la disminución del coste del desvío mediante la transferencia del riesgo económico a la contraparte. Esta medida puede tener dos efectos. Por un lado, el desvío físico de la PRE se incrementará, pues el productor pierde incentivos a realizar su mejor estimación. Por otro lado, la toma de un riesgo por la contraparte lleva asociada la aplicación de una prima de riesgo que incrementa el coste del desvío. Cualquier medida regulatoria que obligue a la contraparte a contratar con el PRE asumiendo este riesgo a un precio preestablecido supondría una medida intervencionista de carácter expropiatorio.

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?

Esta posibilidad debe ser una decisión de negocio de cada comercializador, sin que sea necesario ni conveniente que se habiliten o impongan mercados u obligaciones de compra. Imponer a los PRE y a los comercializadores la compra/venta de la producción del RE carece absolutamente de sentido, y es una medida de intervención regulatoria que se debe evitar.

Por el contrario, sí que consideramos importante y necesario eliminar medidas restrictivas de la libertad de los agentes carentes de toda lógica, como es la prohibición de los operadores principales de representar a PRE de los que no dispongan de más del 50% de la propiedad.

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 de bloque son prácticamente equivalentes a la condición de ingresos mínimos. La elección entre una y otra tendría más que ver con facilitar la armonización y la integración con Europa que con ninguna supuesta necesidad de los agentes, ya que los productores son

similares en todos los países. Más importante aún sería la armonización del tipo de ofertas, que en el resto de mercados europeos son de cartera.

En cualquier caso, a excepción de la condición de ingresos mínimos (o las ofertas de bloque), las demás condiciones complejas (rampas, parada programada, etc.) no son necesarias y deberían eliminarse del mercado español, por un doble motivo: el incremento de transparencia y para facilitar nuestra integración en el mercado europeo.

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?

En el resto de Europa y de acuerdo con las previsiones actuales, en menos de un año estará funcionando un mercado intradiario continuo con asignación implícita de la capacidad. En estas circunstancias, mantener las subastas en el sistema ibérico no puede sino perjudicar el comercio transfronterizo y profundizar en el aislamiento con la Europa continental. Las consecuencias sobre Portugal de una regulación en este sentido pueden ser aún más perjudiciales que para España.

Por ello, resulta mucho más conveniente la introducción de un mercado intradiario continuo, que simplifica enormemente la gestión del mercado intradiario a la vez que consigue minimizar el periodo entre los desequilibrios y su corrección, lo cual es especialmente ventajoso para el sistema ya que permitiría reducir los desvíos de la producción renovable no gestionable.

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)?

La representación está regulada en el Código Civil. Un representante por cuenta propia es un intermediario y uno por cuenta ajena es un comisionista, apoderado por el titular. La aplicación a la normativa eléctrica y los debates que al respecto ha habido se debe a que se quiso que parques de distintos propietarios pudieran agregar sus desvíos y además por las particularidades que presenta el sistema personalizado de acceso electrónico al sistema de OMEL.

En principio, si se establece que los agentes puedan apoderar a quien quieran para que tenga tarjeta de acceso (como ocurre en la legislación ordinaria) y se exigiese a lo sumo que el titular de la tarjeta supere un proceso de cualificación, que es como se funciona en otros países, se podría suprimir toda la normativa sobre representantes y éstos seguirían existiendo, quizás en nuevas, insospechadas y más ricas formas comerciales que las actuales.

Las actuales modalidades de representación están adaptadas para dar cabida a toda la casuística asociada con la PRE, donde pueden existir ciertos promotores con limitaciones (ligadas a los contratos de financiación de los proyectos) a la hora de ceder los cobros y pagos a un tercero que necesiten una representación indirecta (el representante da el servicio de

envío de ofertas pero es el agente titular quien deposita garantías y liquida con los Operadores) o titulares que prefieren ceder, además del envío de ofertas al mercado, la gestión de las garantías, cobros y pagos. Desde nuestro punto de vista no deberían establecerse obligaciones a los representantes que puedan impactar negativamente en la libertad de contratación de servicios de los productores en Régimen Especial.

La única razón para imponer que la labor de representación siempre conlleve obligación de cobros y pagos es el deseo de los Operadores de minimizar el número de contrapartes para hacer más “ligera” la carga de los sistemas y servicios de facturación que prestan en nombre de los agentes. Entendemos que con la potencia de los sistemas informáticos actuales esta preocupación no tiene lugar.

En cualquier caso entendemos que es crítico que no se obligue a ejercer de representante de un PRE, a la comercializadora que quiera suministrar al consumidor titular del PRE. Según nuestra experiencia esta obligación está en vigor en Portugal, lo cual creemos que supone un obstáculo significativo a la actividad competitiva y al avance de la liberalización. Consideramos que la actividad de representación debe ser libre y abierta a todo el que cumpla las condiciones y requisitos que establezca la regulación, y que no puede ser una condición para poder ejercer otra actividad liberalizada como es la de comercialización.

Finalmente conviene señalar que también consideramos que deberían eliminarse las limitaciones que existen en España para que los operadores dominantes puedan ejercer de representantes de los PRE, ya que entendemos que es una medida que sólo disminuye las opciones de los PRE para elegir representante y obstaculiza la competencia en este segmento de negocio.

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 es necesaria en un modelo en el que toda la PRE se oferta en el mercado ya sea en la modalidad de retribución a tarifa o a precio de mercado más prima. En este escenario los representantes de último recurso acogen a aquellas instalaciones que no contratan la actividad de representación con otro agente en condiciones libremente pactadas, por lo que no vemos conveniente establecer un límite de potencia ya que de hacerse podrían darse situaciones de desamparo para algunas instalaciones.

La experiencia con los consumidores de la comercialización de último recurso nos ha demostrado que en ocasiones es muy difícil evitarla. Todavía hoy en día sigue habiendo muchos consumidores con potencia contratada superior a 10 kW que, sin derecho a TUR, son suministrados a esta tarifa con un recargo adicional del 20%, y aún así, no regularizan su situación.

Eliminar la representación de último recurso o establecer un límite a su potencia podría conducir a situaciones similares que no resultan deseables, por lo que no resulta conveniente modificar la regulación actual al respecto, especialmente cuando no se han detectado problemas en este sentido.

No obstante, sí sería conveniente regular la retribución de los parques durante el periodo de pruebas tras su puesta en marcha, por un tiempo limitado (uno o dos meses), en tanto se completa el proceso de adhesión al mercado, de forma similar a como está regulado en las islas (retribución basada en el precio medio de la tecnología en el mercado, incluido desvíos).

Actualmente, con los tiempos necesarios (ante el OS) para la tramitación del alta efectiva de la representación de una instalación que está en puesta en marcha es administrativamente imposible evitar cierto periodo de tiempo bajo la representación tácita de los RUR. La regulación prevé un pago disuasorio de 5€/MWh (10 €/MWh en caso de un RUR perteneciente a un operador dominante) para que los agentes busquen un representante lo antes posible. La realidad es que los promotores no pueden evitar ese periodo transitorio con los RUR (con el consiguiente coste) aunque sea su deseo pasar a ser representados por un tercero. La simplificación del trámite de alta mejoró con la modificación que permitía tramitar el alta con representante con el Acta de Puesta en Marcha pero las fechas límite para presentar la documentación de un alta bajo representación ante el operador del sistema puede dar lugar a periodos de hasta 1 mes o incluso 1,5 meses bajo la representación forzosa del RUR.

VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE

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

Ninguna. En toda Europa se consolida por agente y en países como Francia, es posible consolidar libremente entre agentes en las condiciones que éstos pacten (concepto de Responsable de Equilibrio). Abogamos por este esquema. Consideramos que la armonización de prácticas y la integración de España en el mercado único europeo son razones de muchísimo peso, por no mencionar el impacto positivo que podría tener sobre el control frecuencia-potencia del sistema desligar esta retribución de la configuración de las zonas del AGC.

Una solución alternativa a la definición de Responsables de Equilibrio sería introducir la liquidación de desvíos a precio único (en la que todos los desvíos, tanto a subir como a bajar, se liquidan al mismo precio), lo que permite la consolidación sin necesidad de normativa específica. La existencia de precios de desvíos diferentes, uno cuando el desvío es en contra del sistema y otro cuando es a favor, introduce un incentivo artificial a agregar las unidades de oferta al mayor nivel posible, y genera una bolsa económica que debe ser incorporada en el sistema. Sería una mejor opción establecer un precio único del desvío, olvidando el miedo infundado de que pudiera incentivar el desvío intencionado a favor del sistema. Cualquier intento en este sentido podría considerarse equivalente a una oferta de terciaria (o de energía secundaria) a precio aceptante (cero sobre coste) lo cual nunca puede ser malo para el sistema.

En relación al MIBEL, debería avanzarse en la integración de los mercados de secundaria y terciaria entre España y Portugal lo que permitiría, en ausencia de congestiones en la interconexión, unificar el coste de los desvíos de medida en toda la península y consolidar así los de aquellas empresas, consumidores y clientes, que operan en ambos mercados.

En ningún caso, pagos regulados ni primas deben compensar el coste de desvíos, porque se pierde el incentivo a realizar una buena previsión y ajuste del programa final con la realidad esperada.

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

Contra el Programa Liquidable, entendiéndolo por tal la suma de todas las transacciones de compraventa realizadas por el agente en los mercados diarios, intradiarios y de tiempo real. El sistema español en este sentido está bien resuelto. El coste del desvío debe ser soportado por aquellos que se han desviado, sean estos quienes sean, generación o demanda. Nunca debe exonerarse al PRE de hacer frente al desvío, y es la forma adecuada de introducir incentivos a una correcta gestión de la producción renovable mediante la introducción de técnicas de previsión que permitan minimizar los desvíos de la producción no gestionable.

No deben incorporarse discriminaciones regulatorias, ni positivas ni negativas. Los desvíos se cometen cuando el último programa no concuerda con la medida final. Los mercados intradiarios están ahí precisamente para reducir los desvíos del sistema al mínimo posible. La necesidad de acudir a ellos normalmente conlleva la penalización económica, aunque menor que la del desvío. Es decir, si el viento deja de soplar, faltará generación en el sistema y los productores eólicos se verán obligados a comprar en los mercados intradiarios para evitar desvíos. El precio del intradiario subirá, penalizando al productor, pero será menor que el coste del desvío final, por lo que seguirá interesando al productor.

Fijar un programa previo que sirva de referencia para determinar el desvío final es un grave error que se debe evitar. Es posible que hoy en día haya cierto grado de desplazamiento de la producción del RE del mercado diario a los intradiarios, pero eso viene provocado por una alteración del mercado causada por el incentivo al consumo del carbón autóctono y la forma artificial de buscarle acomodo. Tratar de corregir los efectos de una deficiente regulación alterando aún más el mercado con otra regulación inadecuada no es en absoluto aconsejable, ya que lo que se conseguiría es alterar aún más el funcionamiento del mercado, no corregirlo. Entendemos que lo que hay que hacer es determinar cuáles son las circunstancias que están alterando el funcionamiento del mercado, si las hay, y eliminarlas.

Un gran error, por el contrario, lo constituye el hecho de que la determinación de la prima equivalente de parte de los productores del RE se realice teniendo en cuenta su precio medio del mercado diario e intradiarios. Un agente debe asumir el riesgo asociado a su comportamiento en el mercado. Sin embargo, la liquidación de la CNE de la prima equivalente tiene en cuenta el precio y volumen de energía vendida en los mercados intradiarios, de tal forma que los PRE están exentos de riesgo por participar en estos mercados. Esto crea una oportunidad de arbitraje a algunos comercializadores que ostentan la representación de estos productores, ya que pueden adquirir energía en mercados intradiarios para sus consumidores a un precio inferior al del mercado, vendido por sus propios productores del RE representados sin que ello les suponga un riesgo por la caída del precio en el mercado intradiario. Esto supone una perniciosa alteración del funcionamiento del mercado de producción que debería ser corregido lo antes posible, calculando la prima equivalente a partir del precio del mercado diario exclusivamente. Todo lo que haga cualquier productor del RE al margen del mercado diario debe ser a su cuenta y riesgo.

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?

Como última medida, la capacidad publicada antes del mercado diario debe mantenerse firme, no debiéndose admitir reducciones posteriores. Cualquier reducción de la capacidad en un horizonte temporal inferior al diario debe ser resuelta mediante redespachos en sentido contrario por los operadores del sistema, de tal forma que la capacidad publicada sea firme. Si los operadores del sistema consideran que para que esto sea así deben antes armonizar los niveles y uso de las reservas de operación, adelante.

No obstante, sería deseable poder disponer de capacidad firme con antelación al día previo en cuestión.

Adicionalmente, en el caso de la interconexión con Portugal, se considera una solución más apropiada para éste y otros problemas la integración de ambos países en una zona de precio única, dado el importante incremento que ha experimentado la interconexión y el hecho de que la mayor parte del tiempo existe una única zona de precio.

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

Es difícil determinar si los operadores de sistema pueden estar resolviendo restricciones internas con la interconexión. Para ellos, la seguridad del sistema tiene un valor infinito, y la anteponen a cualquier otro posible beneficio que se pueda obtener en el sistema, tal como podría ser la reducción del coste de un servicio complementario o la maximización del uso de la interconexión.

Se puede afrontar este problema desde dos puntos de vista diferentes. Uno de ellos consiste en establecer procedimientos claros y muy detallados de cómo realizar cada una de las actuaciones que realizan los operadores. En este caso consistiría en determinar un procedimiento que permita identificar la capacidad comercial de la interconexión de forma unívoca y sin que requiera interpretación alguna por parte del operador. No resulta tarea fácil, y probablemente no es siquiera posible.

La otra consiste en introducir incentivos al operador de tal forma que empiece a valorar las ventajas de disfrutar de una mayor seguridad en el sistema frente al inconveniente de tener que asumir unos mayores costes, bien por unos servicios de ajuste más onerosos o por un menor uso de la interconexión. De esta forma, los operadores deberían calibrar los beneficios e inconvenientes que les reporta tomar una determinada decisión.

Lo que no parece prudente es confiar ciegamente en la toma de decisión de una entidad privada que tiene encomendada la labor de operación del sistema, y que lo único que le pesa es la posibilidad de tener una incidencia en el sistema, ya que entonces no calibrará de forma adecuada los costes.

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?

La integración de mercados intradiarios y de gestión de las reservas conducirá a la definición de un “precio de la energía de tiempo real” en función del cual liquidar los desvíos, principio que es igualmente aplicable a la interconexión entre sistemas.

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?

Ninguna. Debe avanzarse en la armonización de prácticas de operación, adoptando soluciones compatibles con los desarrollos que observamos en Europa pero sin necesidad de amoldarnos a su calendario. El hecho de ser sólo dos países y la configuración de la interconexión deberían permitirnos avanzar a un paso más rápido.

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?

Por lo que se refiere a la gestión de la energía reactiva, en la previsible situación a futuro en la cual el régimen especial adquiere mayor cuota de mercado, es previsible que se produzcan situaciones en las que la proporción de energía reactiva que mueven las redes de transporte tienda a ser elevada. Eso penalizará enormemente a la actividad de distribución en las fronteras transporte-distribución. Extrapolando el problema, podría llegar a darse una situación equivalente en las redes de interconexión de ambos países si no se armonizan los criterios operativos.

Con respecto a la operativa ante huecos de tensión, o en los casos más dramáticos, en situación de alerta y emergencia, si han de ser soportados los huecos de una de las zonas a partir de la generación de reactiva en la otra, la situación será prácticamente equivalente a la anterior, donde la interconexión no se utilizará para el transporte de activa sino de reactiva, disminuyendo la eficiencia de la misma.

En cuanto a esperar a la armonización comunitaria, dado que ésta puede demorarse y el problema existe ya, parece necesario abordar la armonización entre España y Portugal cuanto antes. En caso de discrepancias con la armonización comunitaria, será más fácil armonizar conjuntamente a toda la zona MIBEL.

Para evitar limitaciones o exigencias de requisitos que solo apliquen a una parte de la generación, se considera importante la armonización de los criterios operativos. Dado que la experiencia en España ha puesto de manifiesto el estado del arte respecto a la continuidad del

suministro durante un hueco de tensión, se invita a que el mismo requisito sea exigido en Portugal. Al tiempo, los requisitos que se apliquen en España como resultado de la publicación del P.O. 12. 2 se considera importante que se apliquen también en Portugal.

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 más útiles para ser armonizados son los que tienen que ver con criterios de funcionamiento y seguridad, previsión de la demanda, resolución de restricciones técnicas, gestión de las interconexiones, servicios complementarios y gestión de la demanda (interrumpibilidad)

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?

Actualmente en España, con la promulgación de las modificaciones del RD 661/2007, existe un cierto control de la generación de origen renovable no gestionable por encima de 2 MW. Sin embargo, con la proliferación a futuro de la generación distribuida de pequeña potencia, va a ser muy difícil controlarla aunque sea de manera agregada si no se da un papel más predominante al distribuidor en este aspecto. De esa manera, la bolsas de generación distribuida no gestionable que pueden llegar a alcanzar grandes potencias, serían más y mejor observables, permitiendo a los operadores de red una gestión del sistema más eficaz. La armonización de criterios equivalentes a cada lado de la frontera permitiría minimizar la cantidad de energía en RE no gestionable hasta hacer que sus variaciones puedan ser perfectamente integrables y, por lo tanto, asumibles por el sistema.

De igual forma, la armonización en cuestiones de control de la producción derivado de consignas emitidas por los operadores será obligada si se produce la armonización en el diseño de los mecanismos de mercado para la integración de la PRE de ambos países. En concreto, no deberían establecerse diferencias en el tratamiento de los redespachos ni tampoco en los requisitos técnicos exigibles a los Centros de Control en cuanto a tiempos de cumplimiento, sistemas y protocolos de intercambio de información, acreditación y homologación.

Del mismo modo, se deben dejar claros los criterios de reducción o interrupción de la producción, para que sea predecible por parte de los generadores y homogéneos en su aplicación.

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?

Actualmente en España, al menos en teoría, es posible reducir o, incluso, llegar a interrumpir la producción de la PRE si se dan determinadas circunstancias.

No obstante, sería deseable un *Grid Code* único y armonizado que describa claramente los requerimientos técnicos y humanos de los centros de control, los procesos de despacho, emisión de órdenes y su cumplimiento.

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?

Más que la simplificación y armonización de las categorías retributivas, que es importante teniendo en cuenta que en el marco de un mismo mercado la misma tecnología debería competir en las mismas condiciones de retribución, creemos que lo principal es la simplificación y armonización de los procedimientos de liquidación y facturación de los ingresos regulados (primas, incentivos y complementos) con la consiguiente reducción de los costes administrativos asociados. Las diferencias retributivas entre tecnologías y para una misma tecnología ya existen en cada uno de los mercados por separado por lo que el problema no se plantea exclusivamente por la integración de los mercados sino por los sucesivos regímenes económicos que van apareciendo en la PRE conforme la tecnología madura y los diferentes sistemas de incentivos que se establecen en cada momento y país para facilitar el cumplimiento de los objetivos. Es un tema que debe ser abordado pero estudiado con profundidad

En cualquier caso, y pensando en la inversión a realizar hasta el 2020, debería plantearse un esquema de desarrollo de la producción renovable que persiguiera la consecución del objetivo del 20% establecido por la Unión Europea pero sin crear compartimentos estancos entre tecnologías, sino fomentando la inversión en energía renovable allí donde fuera más eficiente y económica.

El esquema de cupos y prima revisable para las siguientes inversiones en función del grado de avance podría resultar muy adecuado si se aplicase al conjunto de producción renovable, sin discriminar entre tecnologías, de tal forma que se empezase desarrollando las tecnologías más económicas y conforme se fueran agotando los recursos disponibles se fuera incrementando la prima para dar acceso a tecnologías menos competitivas. Éste podría ser un esquema válido para garantizar el desarrollo del sector renovable de la forma más rápida y económica posible.

Este sistema podría complementarse con unos reducidos cupos de potencia de algunas tecnologías renovables concretas, tales como la fotovoltaica o termosolar, con un régimen económico primado específico a cargo de los PGE que permitiese avanzar en el I+D y en materializar la curva de experiencia en instalaciones concretas.

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?

Cualquier asimilación de las instalaciones existentes a un nuevo marco debe hacerse con absoluto respeto por la seguridad jurídica, evitando modificaciones en los componentes de la retribución cuya revisión no conlleve una retribución adecuada a la inversión.

No obstante deben existir mecanismos para la adaptación normativa que permitan regímenes transitorios con plazos suficientes (al menos 2 años y más para las instalaciones con acta de puesta en marcha más reciente).

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?

Tal como se reconoce en el informe, la interpretación histórica de este asunto por parte de la CNE, ha sido incorrecta —de ahí que proponga la modificación del principio de inexistencia de reserva de capacidad— porque, por un lado, es imposible de llevar a la práctica porque los desarrollos de red necesitan ser planificados, y por otro, la aplicación estricta de este principio incrementa el riesgo de la actividad de generación, tanto en RE como en RO, incrementando al final los precios de la energía.

Hasta ahora, no ha sido necesario —salvo en contadas ocasiones— anteponer el principio legal pero más recientemente, en algunas zonas ya comienza a producirse saturación de redes. Es ahora cuando es necesario el desarrollo de procedimientos de operación, al nivel de la red de distribución también, que permitan establecer los mecanismos de gestión de lo que ha dado en llamarse “sobre instalación de generación”.

La inexistencia de reserva de capacidad introduce un riesgo económico que proviene de la incertidumbre que se produce en el promotor que, antes de conectarse, no tendrá una garantía razonable de disponibilidad de red. Y lo que es aún más importante, aquellas centrales ya conectadas pueden ver en peligro sus inversiones ya realizadas, al cambiar el escenario de generación (evacuación). Sin embargo, el productor puede obtener la garantía de evacuación, no obstante, si tal como está regulado, dichos agentes en libre mercado acometen las obras necesarias para reforzar la red existente, una vez determinada la reserva de capacidad en los estudios previos a la conexión. Alternativamente, pueden desarrollarse mecanismos regulatorios eficaces que permitan a los gestores de red de distribución gestionar la capacidad de sus redes, lo que incluye mecanismos de gestión de restricciones, al menos, por un número mínimo de horas al año, por ejemplo.

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

La solución adoptada en el sistema español es correcta en este sentido. En todos los procesos de mercado la precedencia se da en función de la oferta económica de cada agente, por lo que no procede hablar de prioridad de despacho. Únicamente en el caso de restricciones de

evacuación de una determinada zona, o en casos de riesgo de seguridad de suministro se producen reducciones de producción en respuesta a las consignas del operador del sistema. Es en estos casos cuando se debe aplicar la prioridad de despacho, respetando, siempre que ello sea posible, la producción de energía renovable, tal como se está haciendo hoy en día.

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?

Si el escenario futuro del Mibel es un mercado único plenamente operativo y las comercializadoras van a competir en igualdad de condiciones, entonces se deben armonizar las normas referentes a la justificación del origen de la energía comercializada y por tanto debe armonizarse el sistema de etiquetado de la electricidad.