

## RESPUESTA 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".

Se incluye a continuación la respuesta de OMIE a la Consulta Pública citada. La respuesta se ha estructurado indicando a qué pregunta concreta se refiere cada uno de sus apartados.

Con carácter previo a las consideraciones relativas a cada pregunta concreta, se incluyen algunos comentarios al punto 2.2.5 del Documento de Soporte a la Consulta Pública.

### 2.2.5. DESVÍOS GLOBALES DEL SISTEMA Y DESVÍOS DIRECTAMENTE ATRIBUIBLES A LA PRE

Debe señalarse que una de las características del sistema español que no debería modificarse es la de que las tarifas de venta del régimen especial, o las primas, se aplican siempre sobre valores reales de contadores, nunca sobre predicciones.

La solución del tema de los desvíos es un asunto esencial para la PRE, y para el mercado de producción ibérico en general, pues las soluciones que se adopten deberían ser de aplicación a todo el mercado y no únicamente a la PRE.

Se trata de una cuestión notablemente compleja respecto a la que no se conocen experiencias de éxito en otros sistemas eléctricos. Las soluciones adoptadas deberían tomar en cuenta una serie de condicionantes derivados del carácter físico y de cierre del mercado de producción ibérico:

- disminuir los costes de gestión técnica del sistema, incluidas las necesidades de reserva y la gestión de los desvíos.
- incentivar las herramientas de predicción de la PRE y, en general, de todas las producciones no gestionables.
- incentivar que los agentes ajusten libremente lo vendido o comprado en los mercados diario, intradiarios y de gestión de desvíos, a la realidad de lo que van a producir o consumir en cada periodo de programación.
- aumentar la credibilidad por el Operador del Sistema de los compromisos de producción del régimen especial, con la consiguiente disminución de las necesidades de reserva para respaldarlas.
- tratar de forma equilibrada a los agentes de mayor y menor tamaño, con objeto de no provocar regulatoriamente una consolidación de los sectores de producción y comercialización.
- tratamiento global en el ámbito de la península ibérica, pues las medidas aisladas por sistemas eléctricos encarecerán de forma artificial los costes de gestión.
- identificar lo más claramente posible a los responsables de los costes de reservas y gestión de desvíos, con objeto de conocer, también con la mayor certeza posible, el coste a repercutir a los productores en régimen especial (y al resto de los usuarios del sistema).

### 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?*

El precio de la energía eléctrica, siempre que ésta oferte a precio instrumental, no se vería afectado por la decisión de incluir o no la PRE en las curvas de oferta y demanda en el mercado marginalista, puesto que si se retirase la PRE de la curva de producción (oferta), sería necesario retirar la misma cantidad de la curva de demanda, lo que no modificaría el precio resultante del mercado marginalista. Al ser producción=demanda, si se retira producción, es necesario retirar, en la misma cantidad, demanda, lo cual no altera el precio.

Sí es fundamental, en cambio, que el Régimen Especial esté sujeto a los mismos mecanismos (y oportunidades) que el mercado eléctrico proporciona a los demás productores, incentivando la adecuada previsión de su producción y su gestión en los diferentes mercados y procesos técnicos.

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?*

Las ofertas de precios negativos no deberían admitirse conceptualmente en un mercado físico que cierra (donde no se puede “ocultar” producción o consumo físicos), pues significan que una parte de la tarifa fija, o de las primas, que pagan todos los consumidores se destina a retribuir a algunos consumidores. Por ello, una vez que se han alcanzado precios cero, podría pensarse en un mecanismo de mercado para decidir quién va a producir (evidentemente cobrando menos de las primas establecidas).

De admitirse precios negativos en el mercado se produciría la paradoja de incentivar el incremento de consumo en ciertas horas mediante un pago por consumir (efecto negativo desde el punto de vista medioambiental), y pagar simultáneamente una subvención para asegurar una producción de electricidad medioambientalmente correcta. Parece evidente que, desde el punto de vista medioambiental, es preferible reducir el consumo en esos periodos, aunque sea a costa de reducir la producción de régimen especial, manteniendo el precio límite como cero.

Con relación a los mercados de reserva y servicios complementarios, aun con sus particularidades, entendemos que el principio reflejado en el párrafo anterior debería ser mantenido en la medida técnicamente posible. Si en un momento determinado sobra energía en el sistema, es discutible, incluso desde el punto de vista medioambiental, si debería mantenerse una producción primada a base de incrementar la demanda o bajarse otra producción, recibiendo esta segunda una remuneración. Admitiendo precios negativos sin reservas, podría darse el caso de estar primando la producción de régimen especial y, al mismo tiempo, estar exportando energía, ya no a precio nulo, sino incluso pagando a otros sistemas eléctricos por consumirla. Se generaría así una situación que nuevamente sería de elevado coste económico y de más que dudosa ventaja medioambiental.

Los problemas de compatibilidad con un mercado de precios marginales no se derivan de la aceptación de ofertas a precio negativo (devolver una parte de la tarifa o de la

prima) sino de retribuir a la producción en régimen especial unas cantidades, al margen de lo que cobra en el mercado, que paga directamente el consumidor, también al margen del mercado.

La solución no sería tampoco la de retribuir al margen del mercado determinadas cantidades a todas las tecnologías de producción (PRE o no). Por el contrario, todas las tecnologías deben estar sometidas a las normas y procedimientos del mercado y recibir los ingresos o pagar los costes que a cada una le correspondan.

El cumplimiento de los objetivos que se consideren deseables por el regulador respecto a la contribución de las tecnologías renovables y la cogeneración a la producción de electricidad puede implicar la utilización de tecnologías que, en general, son aún más caras que las convencionales. En este caso, los mercados de energía no ofrecen los incentivos adecuados para el aumento de su participación en el mix de generación eléctrica, por lo que se hace necesario complementar su retribución con ingresos adicionales.

La asignación de esos ingresos adicionales a las distintas unidades de generación debería hacerse a través de mecanismos competitivos que permitan una reducción de costes. Para ello, se propone que las instalaciones de régimen especial continúen participando directamente en el mercado, y que su retribución se componga del precio del mercado más una prima, estableciéndose el importe de la prima mediante una subasta, en lugar de a través de procedimientos administrativos.

Es necesario, asimismo, que los agentes puedan predecir con un grado razonable de certidumbre los ingresos que podrán obtener en los mercados, incentivando con el menor coste posible la inversión necesaria en capacidad de generación convencional y renovable. Ello requiere el mantenimiento durante un período de tiempo suficientemente largo de los criterios rectores del modelo y la publicación de una planificación energética indicativa a largo plazo.

Será facultad del regulador establecer si debe proporcionarse a las tecnologías aún en fase experimental apoyo previo a través de políticas de I+D, hasta que su desarrollo les permita producir con costes relativamente competitivos y participar en las subastas.

*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?*

Sí deberían repercutirse los costes de las medidas resultado de mecanismos competitivos de las que sean causantes la PRE, como por ejemplo los costes de reserva. Adicionalmente a la mejor asignación de recursos que esta opción traería asociada, podría mitigarse o solventarse la necesidad de realización de repartos a precios cero, al aparecer un coste asociado a la excesiva producción del régimen especial no gestionable que podría evitar en un futuro su oferta a precio cero.

Sin embargo, no deberían repercutirse los costes causados por las decisiones tomadas al margen del mercado, como una hipotética decisión regulatoria sobre la composición del parque de generación no renovable, potencia de bombeo, etc... Si se trata de decisiones económicamente razonables, las tomará el mercado. Si no lo son, y obedecen en cambio a objetivos de otra naturaleza que las justifican, su financiación

debería realizarse con cargo a medidas apropiadas para la consecución de dichos objetivos.

El modelo de repercusión directa a la demanda de los costes del sistema presenta una tendencia natural al crecimiento de los mismos, pues la demanda (aun siendo sensible a los costes), al no disponer de alternativas viables a la electricidad, carece de la flexibilidad necesaria.

### 3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

Debe tomarse en cuenta que es necesario que, en cada momento, exista el siguiente equilibrio:

producción+importaciones=consumo+exportaciones

Esta realidad física inalterable hace que los precios de la electricidad sean volátiles por su propia naturaleza.

Los mercados voluntarios a plazo están disponibles para que aquellos productores o consumidores que valoren disponer de precios fijos los negocien libremente. El papel de la Administración debe ser el de asegurarse de que existan mercados a plazo correctamente organizados (libres, no discriminatorios, etc..).

Las experiencias pasadas de precios a plazo fijados administrativamente para productores y para consumidores conducen de forma inexorable a un déficit que se ocasiona por pagar más a los productores (a través de mecanismos de retribución fijados administrativamente), de lo que se les solicita (también mediante la fijación administrativa de precios) a los consumidores.

Un caso diferente es el de la componente del precio de energía de la TUR que, debido a su determinación por medios de mercado y a su traslado directo al consumidor, no ocasiona déficit en ningún caso. Además, al ser la TUR voluntaria, aquellos consumidores que lo prefieran pueden acceder directamente al mercado.

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

Como se ha mencionado, los agentes deben poder predecir con un grado razonable de certidumbre los ingresos que podrán obtener en los mercados, incentivando con el menor coste posible la inversión necesaria en capacidad de generación convencional y renovable. Ello requiere el mantenimiento durante un período de tiempo suficientemente largo de los criterios rectores del modelo y la publicación de una planificación energética indicativa a largo plazo.

En función de cual sea el mix de generación fijado como objetivo por el regulador, puede ser necesaria la utilización de tecnologías que, en general, son aún más caras que las convencionales. En este caso, los mercados de energía no ofrecen los incentivos adecuados para el aumento de su participación en el mix de generación eléctrica, por lo que se hace necesario complementar su retribución con ingresos adicionales. La asignación de esos ingresos adicionales a las distintas unidades de generación debería hacerse a través de mecanismos competitivos

Se considera que esa asignación será posiblemente más eficiente con una garantía de estabilidad pero, en todo caso, sin dejar exclusivamente al consumidor con los riesgos derivados de la volatilidad de los precios de los combustibles de las centrales no renovables.

Con relación a los desvíos, como también se ha mencionado con anterioridad, las normas del mercado deben fomentar que todos los productores tengan un desvío nulo en cada horizonte de programación, actualmente en cada hora. La eventual contratación a plazo de la producción en régimen especial, de idéntica manera a la del régimen ordinario, no tendría ningún efecto (ni positivo ni negativo) sobre los desvíos producidos en cada hora. Los desvíos se producen por la diferencia en cada hora entre la cantidad programada (suma de los diferentes tipos de contratación: plazo, bilateral, diario, intradiario y servicios complementarios) y la producción real. Incrementar la contratación a plazo, siempre que la PRE continúe ajustando sus producciones en el corto plazo (diario, intradiario y servicios complementarios), haría que el efecto fuese nulo. Si adicionalmente se introdujese alguna restricción a la contratación en el corto plazo, los desvíos sólo aumentarían (la previsión a largo plazo, por lógica, es inferior a la de corto plazo).

Si lo que se propone es la modificación del horizonte de cálculo de los desvíos de la PRE a otro plazo, debe tenerse en cuenta que ello produciría, indudablemente, una reducción ficticia de los mismos en dicho periodo más amplio. Ahora bien, en el funcionamiento diario, y horario, los desvíos deberían ser igualmente resueltos por el Operador del Sistema con los consiguientes costes asociados, que tendrían que ser repercutidos al resto de agentes. La potencial introducción de un método artificial para reducir los pagos de unas tecnologías - al contabilizarles de otra manera los desvíos - llevaría al mayor pago por parte del resto, a la introducción de subvenciones cruzadas, a la reducción del incentivo existente en España para predecir la producción por parte de la PRE, y al consiguiente incremento de los desvíos horarios futuros, no penalizados económicamente.

***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?***

Segmentar el mercado no es, en general, una buena solución. Consideramos que es más conveniente que vendedores y compradores de electricidad aparezcan siempre (con los riesgos de precio cubiertos o no, según su libre decisión) en el mercado diario y en todos los mecanismos de mercado que comprende el mercado de producción.

Si a los comercializadores se les impusiese una obligación de adquirir energía a la PRE mediante contratos (spot o a plazo), sería necesario subvencionarlos de algún modo, pues la adquisición libre mediante un contrato bilateral ya está permitida y, si no tiene lugar, se debe a que a los compradores o a los vendedores no les interesa. La introducción de contratos obligatorios, mediante la concesión de subvenciones, no es una solución coherente con el mercado en general.

La introducción de este mecanismo debería llevar aparejada al mismo tiempo la eliminación de las primas y tarifas de la PRE, ya que los productores ya cobrarían un Premium de los comercializadores por su producción. Entendemos que existe un consenso prácticamente global sobre la preferencia de los mecanismos de primas y tarifa (Feed-In Tariff, Feed-In Premium), respecto a estos tipos de mecanismos, para

fomentar la implantación de la PRE. Adicionalmente, el obligar a los comercializadores a comprar esta producción, pondría en clara desventaja a los comercializadores no verticalmente integrados respecto a los que sí lo están. Estos últimos, al disponer de producción renovable en su propio grupo, podrían obtener precios más ventajosos para la PRE, lo que tendría efectos claramente negativos para la competencia en el mercado.

Si el objetivo de la idea es conseguir que los precios de primas de las diferentes tecnologías sean fijados por el mercado y no administrativamente, objetivo que compartimos, consideramos mucho más conveniente la realización de subastas por tecnologías sobre la producción PRE a instalar. De esta manera, la fijación respondería al mercado, introduciéndose competencia entre los distintos PRE, pero evitándose la distorsión de la actividad de comercialización.

### 3.3 ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

La experiencia demuestra que algunos agentes (centrales hidráulicas y de bombeo, por ejemplo) han participado o participan en el mercado tomando en cuenta para la realización de sus ofertas factores adicionales a los costes marginales. Asimismo, la producción no gestionable no es siempre precio aceptante. Por su propia naturaleza, lo que va a producir es conocido con una cierta aproximación. Esto supone que su propietario deberá decidir las cantidades y precios concretos a los que vende, ya que debe, necesariamente, arbitrar contra el futuro precio de los mercados intradiarios, de gestión de desvíos y, finalmente, del coste esperado de los desvíos.

La opción de utilización de ofertas complejas en un mercado físico de cierre, o que afectan a un conjunto de horas, trata de simplificar la forma en que diversos tipos de participantes expresan sus ofertas:

- aquellos cuyos costes no son horarios, sino medios por periodos más largos, (por ejemplo el día en el caso del gas, donde el balance es diario)
- aquellos que tienen necesidades técnicas especiales.
- aquellos que las utilizan por otras razones económicas

No puede concluirse, por tanto, que las ofertas complejas existan exclusivamente para mejorar aspectos técnicos del programa resultante.

La opción de ofertas por bloques existe en todos los mercados marginalistas horarios y, de no permitirse, conduciría necesariamente a una elevación de precios al complicarse las posibilidades de ofertar a los participantes.

Si bien es cierto que las reglas actuales del mercado contemplan límites de precio, el precio máximo no se ha dado nunca y el precio mínimo, si se descuenta la producción hidráulica convencional (sin primas) que nunca ofertaría a precios negativos de las horas en las que han ocurrido precios cero, los precios seguirían siendo cero aunque se aceptasen precios negativos.

Las ofertas por bloques existentes en Europa son similares a las ofertas complejas existentes en el mercado ibérico, aunque de inferior calidad. Con las ofertas existentes en el mercado ibérico pueden simularse la mayoría de las ofertas de bloque de otros mercados europeos, pero no es posible hacerlo al revés.

Se podría evaluar la posibilidad de realizar varias ofertas por unidad de generación (como ocurre actualmente en los mercados intradiarios), si bien debe tenerse en cuenta que ello complicaría la labor del supervisor de comprobar que toda la energía disponible de las centrales se ha ofertado en cada hora.

*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 posibilidades actuales son suficientes y las simplificaciones planteadas a raíz de la integración en Europa del mercado diario español son las razonables:

- Uso de rampas en energía en lugar de en potencia
- Eliminación de los bloques indivisibles

Como se ha mencionado, en otros mercados europeos existen, de hecho, numerosos tipos de ofertas complejas, sin límites de aplicación a ciertas horas. En un futuro, si los agentes y los reguladores lo estimasen oportuno, se podría evolucionar a una mayor aproximación a las condiciones utilizadas en otros mercados. No obstante, si se sigue la tendencia europea, la evolución más probable sería la de incrementar las condiciones utilizables, no la de restringirlas.

*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?*

Aumentar el número de sesiones del mercado intradiario y acercar sus horizontes de negociación al tiempo real, junto con un adecuado tratamiento económico de los desvíos, contribuiría muy eficazmente a mejorar las posibilidades de ajuste de los productores de régimen especial a lo vendido en los mercados.

Debe diferenciarse en este sentido la conveniencia de existencia de un mercado de negociación prácticamente en cada hora (“mercado de negociación continua” en sesiones para los siguientes periodos de contratación), que indudablemente tendría ventajas para el PRE, de la forma de contratación continua, que se atribuye a la negociación sin precio uniforme en base a transacciones individuales realizadas en cada instante, pero, de igual manera, para los siguientes periodos de contratación.

La solución prevista actualmente de un mercado continuo transfronterizo, combinado con un mercado por sesiones nacional, o de ámbito ibérico, según decidan los Reguladores, es la mejor opción entre las posibles. La eliminación de las sesiones y su paso a un mercado continuo disminuiría las posibilidades de los productores de menor tamaño de acceder a precios formados con la necesaria liquidez. Es decir, los participantes del mercado intradiario actual que son precio aceptantes verían complicada su actuación, pues en un mercado continuo no se puede ser simplemente precio aceptante y es siempre necesario expresar un precio, que es el que se va a pagar o cobrar por la energía. Por ello, es más conveniente aumentar el número de sesiones de contratación, permitiendo negociar - como se ha indicado en el párrafo anterior - de manera continua la energía, pero manteniendo las sesiones de contratación con sus numerosas ventajas.

También hay que tener en cuenta que un mercado transparente no es únicamente aquel que publica los precios que han tenido lugar en el mismo, sino aquel cuyos precios son alcanzables por todos los participantes. En el mercado de producción la competencia proviene en muchos casos de agentes de tamaño reducido en el ámbito de la península ibérica (en otros países esos mismos agentes pueden ser de un tamaño mucho mayor) y hay que diseñar mercados y procedimientos que permitan la participación de todos en igualdad de condiciones. Las subastas producen precios profundos (que afectan a una importante cantidad de energía) y, por lo tanto, son más fiables para los pequeños participantes.

### **3.4 REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE**

No se analizan en esta respuesta los argumentos indicados en la consulta, que están relacionados con la repercusión económica de los servicios del sistema y los desvíos. Sí se considera procedente establecer una forma de cálculo e imputación de los servicios del sistema y de los desvíos (cuestión notablemente compleja, como se ha señalado anteriormente), y dejar al mercado que tome sus decisiones sin imponer restricciones a las mismas.

*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)?*

Los comercializadores y productores pueden ya agregar las ofertas de la PRE. Como se ha indicado anteriormente, la cuestión decisiva es la de solucionar adecuadamente el cálculo y repercusión de los servicios del sistema y de los desvíos, dejando al mercado que tome las decisiones que considere oportunas para su mayor beneficio dentro de las normas que se establezcan.

No se ven inconvenientes a permitir que la actividad de representación pueda ser llevada a cabo por empresas comercializadoras, aunque tampoco se considera conveniente exigir que tengan dicha cualificación.

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

La reglamentación actual de la representación de último recurso, con unas tarifas prefijadas lo suficientemente altas, es correcta y cumple el objetivo de promover que esa actividad se realice en competencia. Debe reiterarse de que la cuestión fundamental es el cálculo y repercusión de los costes de los servicios del sistema y de los desvíos

### **3.5 VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE**

Ver las consideraciones sobre los desvíos incluidas al principio de este documento.



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

Como se ha mencionado con anterioridad, las normas del mercado deben fomentar que todos los productores tengan un desvío nulo en cada horizonte de programación, actualmente en cada hora. La dificultad regulatoria nace en las formas de consolidación existentes para el cálculo de los desvíos. Por mero efecto estadístico, a mayor consolidación, los desvíos atribuidos al agente disminuyen y el coste del agente que consolida disminuye (aumentando en igual medida para el resto de los agentes).

A fin de conseguir un funcionamiento adecuado del mercado, éste es un punto muy importante. La solución actual de consolidación por agente al que se liquida en el Operador del Sistema Español, y de socialización de los costes de los desvíos en Portugal, no son mecanismos que tengan un fundamento técnico y presentan consecuencias inadecuadas con referencia a las consideraciones señaladas anteriormente en estos comentarios.

Si bien no disponemos de una propuesta concreta sobre este asunto, sí creemos que es de la máxima importancia para la competencia en el sector eléctrico (también en el del gas) y que bien podría realizarse un concurso de ideas sobre el mismo (con su correspondiente dotación económica), pues las que existen actualmente no son satisfactorias.

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

Los desvíos deben calcularse como la diferencia entre el último programa obtenido y la producción real producida. Como último programa se entiende la suma de las diferentes contrataciones efectuadas en los diferentes ámbitos (plazo, bilateral, diario, intradiario, servicios complementarios).

En todo caso, como se ha mencionado, debido a efectos estadísticos, el cálculo final y la asignación de los costes a los agentes está ligado indisolublemente a la del ámbito de consolidación.

### **3.6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES**

En un entorno de altas producciones de energía no gestionable, el pago por reserva a aquellas tecnologías que son gestionables se vuelve un componente fundamental de la retribución de las centrales de producción gestionables y de los costes de producción de las no gestionables.

El uso de la reducción de la capacidad de interconexión, como forma de gestionar los niveles de reserva restringiéndolos al ámbito de España o Portugal, no se considera adecuado. La gestión técnica de ambos sistemas eléctricos debe estar lo más integrada posible y, desde ese momento, actuaciones para asegurar niveles de reserva por país no estarían justificadas. El asunto es complejo de llevar a la práctica, tanto desde un punto de vista técnico como de responsabilidades y de repercusión de costes, pero de no abordarse se estarán gestionando ambos sistemas con niveles de seguridad desconocidos y a mayor coste. Al estar ambos sistemas eléctricos tan fuertemente interconectados como lo están los sistemas español y portugués la seguridad es, se quiera o no, conjunta.

*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?*

Las capacidades de interconexión utilizadas por los agentes y por los procesos de acoplamiento de los mercados han de ser siempre firmes. Modificaciones posteriores deberían llevar aparejadas acciones de los Operadores del Sistema en cada sistema para gestionar los excesos o déficits de producción ocasionados por dicha reducción en los mismos.

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

Se trata de un asunto muy complejo, pues de una u otra forma las capacidades de interconexión comerciales publicadas por los Operadores del Sistema responden en numerosos casos a problemas internos de las redes de los sistemas (excepto quizás en los casos de interconexiones en corriente continua). En el caso de la interconexión España-Portugal no parece, en general, que las limitaciones ocasionalmente introducidas provengan de la imposibilidad de aceptar el flujo de energía a través de las líneas de interconexión existentes.

Mientras se mantengan los estudios de seguridad realizados de forma independiente en los dos sistemas eléctricos, se podría mejorar la transparencia publicando los valores máximos de capacidad comercial de interconexión calculados por cada uno de los Operadores del Sistema, antes de elegir el menor valor entre ambos, en lugar del único valor que se publica en la actualidad.

### 3.7 INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y ESPAÑA

Debería tenderse a una mayor integración de la gestión técnica de los sistemas, pues están muy fuertemente interconectados y la seguridad de los mismos se encuentra igualmente interrelacionada.

El objetivo final debería ser establecer las necesidades de reserva de forma conjunta para la península ibérica y permitir la participación en los procesos competitivos de adjudicación de la misma sin distinción de fronteras.

*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?*

Ese precio debe ser el resultado de un mercado en el que se permita la participación a todos los agentes (vendedores y compradores) cuya participación sea técnicamente controlable por los Operadores de los Sistemas. No debe seguirse el camino de regular administrativamente un precio a esas energías, pues la inmediata consecuencia de su establecimiento será el arbitraje sobre ese precio.

Como se ha mencionado anteriormente, no parece razonable admitir un precio negativo para estas transacciones.

*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?*

La gestión técnica independiente de los sistemas de España y Portugal es la barrera a superar para tener un mejor (y conocido) nivel de seguridad en la península ibérica y obtenerlo a un menor coste.

Igualmente a como se ha profundizado en la integración de los mercados diario e intradiario para permitir la creación de un mercado único con precio común en casi todas las horas (excepto cuando se producen reducciones importantes en la capacidad de interconexión), debería profundizarse en la integración de los servicios complementarios para conseguir una contratación común en lo posible de los mismos (secundaria, reserva, terciaria, gestión de desvíos...).

### 3.8 OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA

La regulación existente en España en esta materia ha contribuido de forma decisiva a que sea viable gestionar el volumen actual de energía eólica del que se dispone en España con muy pocas alteraciones a la libre voluntad de los agentes. Se debería tratar de armonizar la normativa española y portuguesa ya que, como se ha señalado, la seguridad es conjunta y las medidas para proveerla también.

*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 armonizarse lo antes posible y no aguardar a la armonización europea, pero sí tratar de influir en la misma para que suponga los menores costes de adaptación al importante parque generador eólico del que disponemos en España y 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?*

Ver respuesta a la pregunta anterior.

### 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?*

Como ya se ha indicado, debe tenderse a que la gestión de los sistemas eléctricos de España y Portugal esté lo más integrada posible, y los aspectos mencionados en la pregunta son importantes para esa integración.

*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?*

El carácter prioritario viene determinado por las ofertas al mercado y a los servicios del sistema. Por ello, creemos que profundizar en esos mecanismos competitivos es la mejor opción para que la integración de la PRE se realice al menor coste posible, evitando en lo posible la emisión de órdenes directas y maximizando los mecanismos competitivos (caso similar a la interrumpibilidad de los consumidores).

### 3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

Como se ha mencionado, el cumplimiento de los objetivos que se consideren deseables respecto a la contribución de las tecnologías renovables y la cogeneración a la producción de electricidad puede requerir la utilización de tecnologías que, en general, son aún más caras que las convencionales. En estos casos, los mercados de energía no ofrecen los incentivos adecuados para el aumento de su participación en el mix de generación eléctrica, por lo que se hace necesario complementar su retribución con ingresos adicionales.

La asignación de esos ingresos adicionales a las distintas unidades de generación debería hacerse, al igual que en el caso de las subastas de reserva de capacidad, a través de mecanismos competitivos que permitan una reducción de costes. Para ello, se propone que las instalaciones de régimen especial continúen participando directamente en el mercado, y que su retribución se componga del precio del mercado más una prima, estableciéndose el importe de la prima mediante una subasta, en lugar de a través de procedimientos administrativos.

Atendiendo al mix de tecnologías renovables deseado, se establecerían subastas periódicas (trimestrales) en las que se ofrecerían cantidades fijas de potencia por tecnología (eólica, eólica marina, biomasa, fotovoltaica, termosolar, cogeneración, etc.). Los adjudicatarios recibirían una prima, resultado de la propia subasta. Las cantidades de potencia ofrecidas en cada subasta responderían a la planificación energética existente, si bien podrían estar sujetas a ligeras modificaciones derivadas de los desarrollos tecnológicos. Las tecnologías que, a partir de un determinado momento, no requiriesen prima por haberse convertido en rentables a los precios del

mercado, podrían ser instaladas conforme al procedimiento de solicitud existente para las instalaciones del régimen ordinario, quedando exentas de las subastas.

*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?*

Dentro del MIBEL, a medio plazo podría ser conveniente la armonización entre las categorías y formas de retribución de ambos países. Sin embargo, no se considera urgente.

Sí se considera muy conveniente, y con un resultado más beneficioso, el establecimiento de mecanismos de subastas de primas en los dos países de forma que la retribución de la PRE responda completamente en ambos a criterios de mercado.

Las diferentes condiciones existentes en ambos países tendrán asociadas, indudablemente, un diferente precio resultado de las subastas. Sin embargo, al tratarse de un mecanismo competitivo, si se permite la libre participación, los beneficios obtenidos por los promotores en ambos países convergerán.

*21. 'Hoja de ruta' y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría*

Como se ha mencionado, no se considera especialmente urgente la existencia de una armonización total.

Sí se considera muy conveniente el establecimiento cuanto antes de mecanismos de subastas de primas en los dos países, de forma que la retribución de la PRE responda completamente a criterios de mercado.

### **3.11 ACCESO DE TERCEROS A LA RED**

En principio debería mantenerse la libertad de instalación, junto con mecanismos competitivos en caso de existencia de inviabilidades técnicas en el resultado de los mercados y contratos bilaterales físicos, que deben resolverse por métodos de mercado, en los que se podrían aceptar precios negativos. De esta forma los agentes, al decidir en qué localizaciones realizarían sus inversiones, tendrían en cuenta todos estos condicionantes y podrían expresar sus ofertas por las primas de manera más ajustada y competitiva.

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

En estos casos, no deseables, debería investigarse la posibilidad de introducción de mecanismos de mercado y competencia para establecer la precedencia entre instalaciones

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

El mecanismo que se estableciese debería introducir un mecanismo que asegure la utilización final de la capacidad con mecanismos semejantes al UIOLI.

### **3.12 GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD**

Este asunto no está directamente relacionado con la retribución ni con el funcionamiento de la PRE, por lo que su coordinación a nivel ibérico es menos crítica.

*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?*

Nuevamente, podría ser un punto conveniente en el medio plazo a medida que la armonización de los dos países avance. No se considera urgente.