

**Consulta pública del Consejo de Reguladores del MIBEL
acerca de una propuesta sobre un mecanismo de garantía
de suministro de energía eléctrica**

1. Tomando en consideración las características del sistema eléctrico ibérico, ¿necesita un mecanismo de garantía de suministro?

El sistema eléctrico ibérico, al igual que otros sistemas europeos, necesita articular un mecanismo de garantía de suministro eficaz. Actualmente ya es significativa la necesidad de disponer de un mayor margen de reserva de potencia disponible, aún considerando el plan de expansión del parque de generación acogido al régimen ordinario y al régimen especial. En particular, se precisa incrementar la capacidad de potencia instalada en equipos de punta en el corto y medio plazo.

Ciertamente, el mercado *spot* no es capaz de proveer una señal económica suficiente para incentivar la inversión de expansión del parque de generación por las diversas circunstancias que se han señalado en el documento.

La solución por la vía del mercado a plazo y también del de derivados sobre la energía eléctrica, constituye una de las vías eficaces aunque no debe ser la única para resolver el problema de disponer de garantía suficiente. En efecto, el establecimiento de contratos bilaterales a largo plazo entre generadores y consumidores permite establecer el nivel de garantía de suministro que el mercado está dispuesto a aceptar en el corto plazo, y estimular la inversión para la expansión del parque de generación.

Un aspecto importante a destacar de los contratos bilaterales a largo plazo es que pueden recoger en sus cláusulas las necesidades concretas que convengan a ambas partes, como pueden ser, entre otras, la modulación de las cargas de los consumidores industriales cuando el generador debe proceder a una revisión programada de algún grupo generador.

En definitiva, los contratos bilaterales a largo plazo y la utilización de derivados, si procede, deben ser impulsados como mecanismo de mercado preferente.

2. Teniendo en cuenta la situación del parque de generación actual y la demanda, así como los planes previstos de instalación de nueva potencia de generación y el crecimiento esperado de la demanda, y las especificidades propias de cada uno de los sistemas, ¿Cuáles son los requerimientos del sistema eléctrico para incrementar la garantía de suministro en la península ibérica?

La situación del sistema eléctrico en el medio y largo plazo es que precisa de unos requerimientos de:

-¿Qué?

- Potencia disponible.
- Una mayor diversificación de energías primarias.



- ¿Cuándo?

- Los períodos críticos de demanda punta de invierno y verano. Las necesidades, como se ha señalado en el documento, dependen críticamente de las características de la demanda, la composición del parque generador y la diversificación y garantía de abastecimiento y reservas de combustibles, con niveles de riesgo aceptables.

Por el lado de la demanda, cabe señalar que la estacionalidad no parece ser el factor más decisivo (las puntas de demanda extrema en los períodos críticos de invierno y verano se están acercando), y por otra parte, la estacionalidad mensual en consumo de energía es significativa, aunque no excesiva.

En cuanto al apuntamiento de la curva de demanda diaria, especialmente en los días laborables, es elevado si se compara con la registrada en otros sistemas. Deberían buscarse mayores incentivos, para aquellos segmentos del mercado que puedan desplazar demanda desde el período de punta hacia las horas valle, mediante acciones de DSM en los distintos sectores: doméstico, servicios, industria,... Como ejemplo, algunos consumos industriales con capacidad de modulación suficiente podrían desplazar consumos hacia horas valle si hay suficiente contraprestación económica. Las estipulaciones en los contratos bilaterales a largo plazo pueden ser el sistema más adecuado.

En relación al parque generador deben tenerse en consideración, como se ha indicado en el documento, tres factores clave:

- La tasa de indisponibilidad (programada + fortuita) de los grupos de generación, con la evidente correlación de su aumento con la antigüedad de los mismos.
- El peso creciente de la generación sujeta a restricciones de energía, especialmente la generación eólica, la generación térmica con gas natural (CCGT) y, en menor medida, la generación hidráulica.
- Los problemas potenciales debidos a la falta de mayor diversificación de las fuentes primarias y en el abastecimiento y reservas de combustibles, en especial el gas natural.

En los últimos años, los problemas de garantía de suministro han sido debidos, básicamente, a:

- Un incremento elevado de la demanda tanto de energía como de demanda de potencia extrema. Ha faltado una adecuada expansión del sistema de generación para disponer de mayor reserva.
- Una disponibilidad de los grupos térmicos insuficiente en los periodos de demanda elevada (especialmente en invierno).
- Problemas de abastecimiento de gas natural con demanda extrema coincidente tanto en el sistema gasista convencional como en el suministro a los grupos de ciclo combinado, debiéndose aplicar los planes de interrumpibilidad y cortes de mercado (limitación de potencia disponible).
- Problemáticas de la variabilidad de la producción eólica y pérdidas de generación por huecos de tensión por incidencias en las redes.

Para cubrir los requerimientos del sistema debería profundizarse en:

- Mejorar la gestión de reservas hidráulicas y de gas natural en los períodos previos y durante las situaciones críticas de ambos sistemas (gasista y eléctrico). Estas situaciones corresponden a los períodos de invierno y verano.



- Revisar el plan anual de descargos para el mantenimiento programado de los grupos de generación eléctrica, con el fin de mejorar su gestión.
- Controlar las reservas y producciones de los equipos hidráulicos de bombeo reversible o bien mixtos. Verificar la disponibilidad de los equipos de punta (turbinas de gas, etc.).
- Incentivar la instalación de nueva potencia en equipos de punta (ampliación o instalación de nuevos equipos hidráulicos de bombeo y también de turbinas de gas).
- Disponer de un mayor margen de reserva de potencia disponible mediante la expansión del parque de generación, con una mayor diversidad de tecnologías.
- Proceder a aumentar la capacidad de interconexión eléctrica y gasista con los sistemas vecinos. Al propio tiempo, debe asegurarse una estrecha coordinación en el desarrollo de las infraestructuras eléctricas y gasistas.

3. ¿Cómo puede el regulador medir y valorar la aportación a la fiabilidad de los generadores, teniendo en cuenta las particularidades propias de cada uno de ellos (tecnología de generación, disponibilidad, etc.)?

El regulador debe fijar administrativamente para cada generador una potencia firme que sea acorde con el tipo de tecnología y la tasa de indisponibilidad acreditada.

Los agentes propietarios de los generadores podrán ajustar a la baja, hasta un límite justificado, la potencia firme. Debe exigirse a los generadores el aporte de una potencia igual o superior a la citada potencia firme, en situaciones en que el sistema está en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro¹, situaciones declaradas por el Operador del Sistema. En caso de incumplimiento será penalizado por la potencia firme no aportada.

El precio de retribución por garantía de potencia debe establecerse en coherencia con el de las ofertas de los contratos de los clientes interrumpibles, y no necesariamente debe asociarse a la retribución de un equipo de punta.

La penalización debe ser suficientemente elevada como para disuadir a los agentes de gestionar sus grupos generadores de forma que no puedan cumplir con la obligación de garantía de potencia. En el caso de que los agentes incumplan tal obligación de forma reiterada, se debería obtener un saldo resultante negativo (cobro por garantía de suministro — penalización).

Para los grupos hidráulicos, la potencia firme debería establecerse en base a una estimación de producción hidráulica máxima en las situaciones de máxima demanda de invierno y de verano. Un valor razonable sería utilizar la potencia hidráulica media del grupo en las cinco horas diarias de máxima demanda en invierno y también en verano, que se hayan registrado en los últimos cinco años, lo que permitiría ponderar la situación con distintas hidraulicidades anuales.

Una vez que se consolide el mercado a plazo con la aplicación de contratos bilaterales, se podría pensar en un sistema de ofertas en cartera de potencia firme que puedan formarse mediante el parque de generación propio y además con la contratación en el mercado a plazo.

4. Establecidos los requerimientos, ¿Cómo debería formarse el producto demandado a los productores de energía eléctrica para incrementar la garantía de suministro?

El producto de fiabilidad debe basarse en la potencia firme y con una retribución modulada por

¹ La potencia disponible necesaria del sistema debe corresponder a la potencia que demanda el mercado y las necesarias bandas de regulación secundaria y terciaria.



bloques de horas, de manera que se retribuya en mayor medida durante los bloques horarios de máxima demanda en el período de invierno y de verano. No obstante, debe arbitrarse un mecanismo de coherencia con la retribución de las bandas de reserva secundaria y terciaria a subir², de manera que se retribuya al generador en función de los servicios que realmente presta. Por lo tanto, es necesario revisar la forma de retribución de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria. Es importante introducir en el método de retribución las características técnicas relevantes, como son las tasas de indisponibilidad, las velocidades de respuesta (rampas de actuación), así como las limitaciones de la energía de regulación que pueden desarrollar (especialmente significativa para los equipos de bombeo reversible y mixtos).

5. Atendiendo a las experiencias internacionales y a las características particulares del sistema ibérico, ¿cuál considera que es el enfoque más adecuado para el diseño del mecanismo de garantía de suministro?

Como ya se comenta en el documento, la alternativa de un enfoque plenamente liberalizado no es conveniente por la existencia de precios tope (*price caps*) debido a las presiones por parte del regulador y también de los consumidores, de manera que condicionan el coste marginal del mercado (el mecanismo del precio del mercado en relación al margen de reserva conveniente no es efectivo).

En el corto plazo, debe plantearse por parte del Operador del Sistema el margen de reserva que es preciso mantener. La contratación de la potencia firme necesaria debe poder establecerse en un mercado de capacidad.

En el medio y largo plazo debe establecerse el nivel del margen de reserva que es preciso disponer. El Operador del Sistema debería disponer de un mercado de potencia interrumpible (participación de la demanda); y, por otro lado, de un mercado de oferta de los generadores.

Si, como consecuencia de ambos mercados, se prevé que exista un déficit de potencia firme (para cubrir la demanda y disponer de las reservas de regulación necesarias), puede proceder a un mercado de subastas de capacidad para facilitar la entrada de nueva generación con el reconocimiento del precio resultante para la potencia firme que aporta. Este precio puede mantenerse para un periodo relativamente corto (cuatro-cinco años) para, finalmente, tratarse como un generador consolidado en el sistema.

Esta subasta de capacidad podría implicar la ubicación preferente (mediante incentivo) de localización de la nueva generación en zonas prioritarias desde el punto de vista de las inversiones en red de transporte y de la reducción de pérdidas. Estos ahorros de inversiones y de pérdidas constituyen la contrapartida por el reconocimiento del precio resultante de subasta.

El actual sistema de pago por garantía de potencia debe ser substituido progresivamente por contratos anuales que el Operador del Sistema pueda formular.

² Las bandas de reserva secundaria y terciaria a subir corresponden a un bloque de potencia disponible para aplicarlas a la función de regulación. Debe evitarse que esta potencia disponible sea retribuida por el doble concepto de garantía de suministro y de regulación.



6. **¿Qué mecanismos existen para incorporar y reconocer la aportación del producto desde el lado de la demanda? ¿Cómo se mide dicha aportación? ¿Cómo se pueden compatibilizar los mecanismos de interrumpibilidad con un mecanismo de garantía de suministro?**

Existe una cuota importante de la demanda que dispone de una capacidad de modulación suficiente, así como la capacidad de aplicar mecanismos de interrumpibilidad con las modalidades adecuadas, contando con el preaviso correspondiente. Por lo tanto, pueden contribuir con esta flexibilidad de la demanda a la garantía de suministro con el mismo efecto que un generador adicional puede aportar potencia firme. Así pues, los dos mecanismos tienen que poder configurar un precio de equilibrio por el servicio de garantía de suministro.

Es posible arbitrar un contrato bilateral a plazo que condicione la entrega de energía de un generador a un consumidor industrial con posibilidad de modulación voluntaria y establecida por ambas partes.

Los contratos de interrumpibilidad gestionados por el Operador del Sistema pueden incidir en la garantía de suministro en situaciones de pre-emergencia y críticas. La medida de la aportación de la demanda puede ser la reducción de potencia y el tiempo en que se aplica tal reducción.

7. **Una vez definido el producto y el sistema de remuneración a los que lo aportan, ¿Cuál es el mecanismo para distribuir el pago entre la demanda?**

El Real Decreto Ley 5/2005 asigna al Operador del Sistema la responsabilidad de liquidar pagos y cobros por garantía de suministro. Además, el desarrollo de la normativa establece que estos pagos y cobros sólo dependen de las características de los generadores y de los consumidores, sin que sea relevante en qué mercado negocian la energía. Así, se independizan los pagos por capacidad de las modalidades de contratación (mercado a plazo, spot, etc.). El pago de los consumidores debería estar basado en su perfil de consumo, ponderando con un peso mayor los consumos de bloques horarios de mayor demanda de invierno y de verano.

En el caso de los contratos bilaterales, el precio del contrato debería incorporar el pago de garantía de suministro.

En lo que se refiere a la contratación en el mercado *spot*, la potencia firme adquirida en subasta de capacidad y la potencia interrumpida deberían repercutirse en la tarifa de acceso.

8. **¿Considera posible definir un mecanismo armonizado aplicable al sistema ibérico?**

En tanto no se avance en una armonización regulatoria amplia, y sobretodo dado que aún se está incrementando la capacidad de interconexión eléctrica España-Portugal, sería conveniente estudiar que la garantía de suministro la gestione cada sistema sin contar con el intercambio posible que pueda facilitar la interconexión. No obstante, sería interesante que los mecanismos para la retribución y asignación de los pagos de los consumidores fuesen idénticos en su filosofía, de forma que con el incremento de la capacidad de interconexión se pudiera establecer una garantía de suministro conjunta.



8.1. ¿Son los requerimientos para incrementar la garantía de suministro en cada uno de los dos sistemas eléctricos comparables, en particular teniendo en cuenta la diferencia actualmente existente para los dos países en relación entre la potencia instalada y la punta de consumo?

Actualmente los dos sistemas disponen de un "mix" de generación muy distinto. En Portugal predomina la potencia instalada en el parque de generación hidráulica, cuya aportación está condicionada por la hidraulicidad anual y también por el régimen de explotación de las centrales españolas situadas en las cuencas del Duero y del Tajo.

En Portugal, el nivel de margen de reserva de potencia disponible también es reducido. Su plan de expansión se basa en grupos CCGT una vez ya dispone de la interconexión gasista con España y de la planta de regasificación de GNL de Sines. En este sentido, el "mix" portugués de generación actual no es tan competitivo como el del sistema español, aunque cuenta con planes para mejorarlo. Los requerimientos son tanto de potencia -sobre todo en hidraulicidad de año seco- como de energía.

8.2. En términos de la definición de un único producto para el sistema ibérico peninsular, ¿Considera que es posible aplicar un mecanismo (y/o un único producto) común para ambos sistemas? ¿Qué implicaciones puede tener la limitada capacidad de la interconexión eléctrica entre España y Portugal?

No parece posible aplicar un único producto para el sistema ibérico sino que, con la misma filosofía, deberían arbitrarse los mecanismos de garantía de suministro similares, pero adaptados a las particularidades de cada sistema.

Durante muchas horas del año es posible el funcionamiento del mercado ibérico, sin llegar a producirse congestiones en las interconexiones eléctricas. Sin embargo, en los períodos críticos de demanda, aún contando con una cierta complementariedad de las demandas de ambos sistemas, se producen congestiones que limitan el intercambio. En estas condiciones está previsto la utilización del *market splitting* (cada sistema opera de forma separada, con una potencia de intercambio limitada).

En este sentido debe establecerse la señal económica que corresponda a las características de cada sistema.

8.3. Desde el punto de vista de la demanda de ambos sistemas, es posible plantear una metodología de reparto común en ambos sistemas ¿Debe contemplarse algún tipo de diferenciación en función de la firmeza y/o suficiencia disponible en cada uno?

Los mecanismos de participación de la demanda en la garantía de suministro deberían ser similares en ambos sistemas; sin embargo, las necesidades pueden ser muy diferenciadas en cada uno de ellos. La limitación de la capacidad de interconexión puede condicionar sobremanera la participación de la demanda en el sistema portugués, para solventar la garantía de suministro y a la vez la congestión de las líneas de interconexión.