



Respuesta a la consulta pública del consejo de reguladores del MIBEL acerca de una propuesta sobre un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica

INTRODUCCIÓN

En Global3 consideramos que, teniendo en cuenta las características del sistema eléctrico ibérico, sí es necesario un mecanismo de garantía de suministro.

Estando de acuerdo en que, tal como establecen las teorías microeconómicas, en un mercado en el que la demanda responde al precio, el precio marginal es suficiente para remunerar el coste de la generación. Estos precios tan elevados, en las horas con demanda insatisfecha, incentivarían la instalación de nueva generación. Sin embargo, para un mercado en el que existen precios máximos (*caps*) y, donde se necesitan señales estables de precio, para reducir la alta volatilidad típica de los mercados eléctricos, no parece que sea el esquema más adecuado.

Una vez la nueva capacidad se hubiera instalado, y ya no existiera demanda insatisfecha, el último generador participante no conseguiría recuperar sus costes fijos, ya que las ofertas se realizan a coste variable. Esta tecnología, que es la que tiene los costes variables más altos y los costes fijos más bajos, sería, en el mercado ibérico, el ciclo abierto de gas.

En cuanto a la contratación a plazo, si consumidores y generadores establecieran contratos de este tipo, lo harían por un volumen promedio estimado, que estaría sujeto a variaciones de última hora debido a la imposibilidad de predecir exactamente la demanda. Estas variaciones deberían resolverse en un mercado spot de ajustes, tal como los que hay en países como Francia o Alemania, en el que, a no ser que se permitiera que el precio fluctuara libremente, eliminando cualquier *cap*, de forma que los generadores puedan recuperar los costes fijos, se repetiría el mismo problema. Este mercado, al que sólo acudiría la demanda y la generación que no hubieran suscrito contratos a plazo, sería mucho más volátil que el mercado diario actual aunque, en caso de presentar precios desorbitados, estos sólo serían percibidos por los generadores que no hubiesen contratado a plazo y, por tanto, representaría un menor coste para el sistema.

En algunos mercados europeos, como el francés, el alemán, o el holandés, del tipo *only energy*, donde no hay pago regulado por capacidad, los precios alcanzan en bastantes días/horas al año niveles desorbitados (*spikes*). Por ejemplo, en una hora en noviembre de 2006 en Alemania se alcanzaron los 2400€/MWh, y es común que en los mercados citados se alcance en algunas horas precios por encima de 1000€/MWh. En el mercado holandés, donde hay una mayor ocurrencia de *spikes*, es habitual ver precios promedios de “punta” de más de 300€/MWh durante varios días al año.



Sin embargo, si esta contratación a plazo se realizara, por ejemplo, mediante contratos como los que pueden negociarse actualmente en OMIP, en el mercado OTC o en las subastas de las distribuidoras, esta solución sería sólo aparente.

En este caso, el precio de un producto a plazo, suponiendo unos mínimos de liquidez y transparencia, sería igual a la expectativa de precios de los agentes participantes más (o menos) la prima que el comprador (o vendedor) estuviese dispuesto a asumir por eliminar su riesgo de precio.

Este producto a plazo sería un derivado, bien un futuro/forward con entrega física bien un swap financiero con liquidación por diferencias indexado al mercado diario. En ambos casos, esta expectativa de precios sería equivalente a la esperanza del precio del mercado diario.

Por tanto, sólo el hecho de que el precio del mercado diario representara un verdadero riesgo para los consumidores, si no hubiera ninguna limitación en los precios, por ejemplo, podría darle algún sentido a este método.

La situación regulatoria actual del mercado eléctrico en España y el sentimiento generalizado de los consumidores, no soportarían estos comportamientos durante mucho tiempo sin que se solicitase la intervención del regulador.

Por estos motivos, en Global3 creemos que el pago por garantía de potencia debe de seguir existiendo, aunque remunerado según un esquema distinto al actual.

PROPUESTA

Tal como hemos indicado anteriormente, el monto de la garantía de potencia debería calcularse a partir de los costes fijos de la tecnología marginal, que es la del ciclo abierto de gas. Mediante este cálculo la bolsa actual se reduciría, aproximadamente, a menos de la mitad.

Sin embargo, no todas las tecnologías deberían percibir pagos por garantía de potencia.

Las centrales que se realizaron durante el marco legal estable (MLE) ya han amortizado sus costes fijos y, además, tanto la nuclear como la hidráulica (excepto alguna minihidráulica de reciente construcción) y el carbón no son tecnologías a las que los nuevos entrantes puedan tener acceso, bien sea por su impacto político, ambiental o por ambos, por lo que juegan con ventaja frente a las nuevas instalaciones, principalmente de gas. Debido a esto, estas tecnologías, ya amortizadas, no deberían percibir monto alguno en concepto de garantía de potencia.



En el caso de las centrales eólicas, éstas presentan el inconveniente de que, en los momentos más críticos, que es cuando hace mucho calor o mucho frío, ha habido, históricamente, producciones casi nulas. Por tanto, estas tecnologías no deberían percibir pagos por garantía de potencia.

Por tanto, el reparto debería hacerse, únicamente, a las tecnologías que se hubieran instalado después del MLE, como son las centrales de turbina de gas de ciclo abierto y los ciclos combinados, incluyendo a los cogeneradores.

Por otro lado, para asegurarse que el máximo de generación esté disponible en los momentos críticos de baja reserva de capacidad, se debería establecer por adelantado un calendario que indicara las horas de mayor demanda del año (algo similar a lo que define el periodo P1 de la tarifa de acceso). En esas horas, para que las centrales con derecho a recibir cobro por garantía de potencia lo percibieran deberían haber realizado ofertas a precios que fueran, como máximo, iguales al coste variable de la tecnología con menor coste fijo, que en este caso sería la turbina de gas de ciclo abierto. Además, de esta forma, se evitaría la posibilidad de *spikes* en el mercado diario.

Aún así, el resto de la generación, sin derecho a percibir cobro por garantía de potencia, tendrá el incentivo a funcionar en esos mismos periodos debido a los elevados precios que, ya de por sí, presentará el mercado diario.