



Comisión
Nacional
de Energía

OTRAS PROPUESTAS REGULATORIAS PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

5 de mayo de 2011

OTRAS PROPUESTAS REGULATORIAS PARA LA MEJORA DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

La CNE, en su función de supervisión del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema, ha detectado determinados comportamientos (arbitrajes entre segmentos del mercado), hechos (descuadres o diferencias entre la energía programada por los comercializadores y la energía realmente demandada) y situaciones (preferencia en la evacuación de energías renovables), que suponen la necesidad de mayores reservas de potencia y mayores servicios de ajuste, con lo que se obtiene un mayor coste final para el consumidor.

Para reducir este coste y mejorar la eficiencia de la operación del sistema y el funcionamiento del mercado mayorista, la CNE ha realizado varias propuestas regulatorias en distintos informes, que aún no han sido aprobadas. En general se trata de mejoras en las reglas del mercado y en los procedimientos de operación, y que en algún caso, hace tiempo que finalizó el trámite administrativo para su adopción, encontrándose tan solo a falta de su aprobación. Este es el caso del Informe 7/2010, de 20 de mayo, al procedimiento de operación para la contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema (P.O. 3.9). En el *“Informe recopilatorio de las propuestas regulatorias relativas al mercado eléctrico”* aprobado por el Consejo de 14 de abril de 2011 se recoge el compendio de todas ellas. Por otra parte, el Consejo de la CNE ha aprobado con fecha 28 de abril de 2011 una propuesta regulatoria para disminuir la energía de cierre del sistema, y está analizando un expediente informativo en relación con los arbitrajes que se producen entre las distintas fases del mercado, y en su caso, se formularán las propuestas regulatorias pertinentes para desincentivar estas prácticas.

En el presente informe se formulan otras propuestas adicionales a las ya realizadas, aunque su adopción podría llevarse a cabo en el medio plazo, que tratan de reforzar la firmeza a los programas de las energías renovables no gestionables, así como dotar de mayores medios de almacenamiento de energía y de centrales de punta al sistema, para posibilitar el cumplimiento de los objetivos de planificación con una mayor integración de energías renovables no gestionables.

2 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía cuenta entre sus funciones, con la de supervisión del mercado mayorista de electricidad y el funcionamiento de la operación del sistema. A estos efectos, se elaboran Boletines de supervisión de periodicidad semanal y trimestral, informes anuales de supervisión por tecnologías, e informes sobre comportamientos específicos.

Como consecuencia de esta labor, suele producirse la apertura de expedientes informativos que pueden derivar en traslados de comportamientos anticompetitivos a la Comisión Nacional de la Competencia, la apertura de expedientes sancionadores, o en su caso, la formulación de propuestas de modificación regulatoria, que son adicionales a las que se realizan con ocasión de los informes a nueva normativa o de los informes de armonización regulatoria en el marco del Mibel, o bien, se emiten como propuestas autónomas de la Comisión.

Se ha producido un importante crecimiento de la potencia instalada en energía eólica desde principio de la década de 2000 y un notable incremento de la tecnología solar fotovoltaica en los años 2007 y 2008. En la actualidad se desarrollan estas tecnologías y se está desarrollando también la tecnología solar termoeléctrica. La gestión técnica del sistema resulta cada vez más compleja por la naturaleza de no gestionabilidad de estas tecnologías, pero también por el comportamiento de los agentes, como los arbitrajes que se producen en los distintos segmentos del mercado y en las transacciones internacionales. Adicionalmente, con la liberalización del mercado minorista la energía horaria programada por los comercializadores no coincide con la energía realmente demandada, apareciendo un descuadre en la energía de cierre que no se negocia en el mercado diario, sino que se resuelve en tiempo real mediante los mecanismos de ajuste como un desvío adicional del sistema. Por todo ello, el operador del sistema precisa programar mayores necesidades de reserva de potencia y mayores servicios de ajuste, con lo que se obtiene un coste superior para el consumidor, al que resultaría si la energía programada por las tecnologías renovables no gestionables tuviera una mayor firmeza, o si la energía de cierre hubiera sido programada previamente en el mercado diario.

Para reducir este coste y mejorar la eficiencia de la operación del sistema y el funcionamiento del mercado mayorista, la CNE ha realizado varias propuestas regulatorias en distintos informes, que aún no han sido aprobadas. En general se trata de mejoras en las reglas del mercado y en los procedimientos de operación para dotar a estos procesos de un mejor funcionamiento, y que en algún caso, hace tiempo que finalizó el trámite administrativo para su adopción, encontrándose tan solo a falta de su aprobación. Este es el caso del Informe 7/2010, de 20 de mayo, al procedimiento

de operación para la contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema (P.O. 3.9). En el “Informe recopilatorio de las propuestas regulatorias relativas al mercado eléctrico” aprobado por el Consejo de 14 de abril de 2011 se recoge el compendio de todas ellas. Las más importantes se encuentran en los siguientes informes de la CNE: el Informe 24/2010, de 14 de septiembre, donde se propone la adopción de más sesiones de los mercados intradiarios, la imputación del coste de los desvíos independientemente de su sentido o medidas para evitar arbitrajes en la fase II del proceso de resolución de restricciones técnicas; el Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores de MIBEL, aprobado por el Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010, en el que se propone analizar la supresión de determinadas ofertas complejas y la supervisión de los contratos bilaterales físicos; el Informe aprobado también en esa misma fecha, con una propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas del sistema eléctrico; o el Informe 14/2006, de 18 de mayo, para revisar el servicio de regulación secundaria. Por otra parte, el Consejo de la CNE ha aprobado con fecha 28 de abril de 2011 una propuesta regulatoria para disminuir la energía de cierre del sistema, y está analizando un expediente informativo en relación con los arbitrajes que se producen entre las distintas fases del mercado, y en su caso, se formularán propuestas regulatorias pertinentes para desincentivar estas prácticas.

En el presente informe se formulan otras propuestas adicionales a las ya realizadas, aunque su adopción podría llevarse a cabo en el medio plazo, que tratan de reforzar la firmeza a los programas de las energías renovables no gestionables, así como dotar de mayores medios de almacenamiento de energía y de centrales de punta al sistema, para posibilitar el cumplimiento de los objetivos de planificación con una mayor integración de energías renovables no gestionables.

3 PRIORIZAR EL DESPACHO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y COGENERACIÓN EN LOS ANÁLISIS DE RESTRICCIONES, PERO NO EN TIEMPO REAL

Objetivo

Tras la programación en cada mercado diario e intradiario, la gestión técnica del sistema incluye los siguientes procesos: la solución de restricciones técnicas, la programación de los servicios de ajuste generación-demanda, más o menos próximos al tiempo real, y las restricciones en tiempo real en el muy corto plazo.

La experiencia acumulada en los últimos años apunta la conveniencia de introducir mejoras en estos procesos para optimizarlos, reduciendo el coste para el consumidor pero facilitando la integración de renovables no gestionables sin comprometer la seguridad del suministro.

Como ya se ha señalado, la CNE ha realizado propuestas para dotar de una mayor firmeza a los programas de los representantes de las energías renovables no gestionables, en todos los segmentos del mercado (diario e intradiarios). Para dotar de una mayor firmeza al programa base de funcionamiento que surge del mercado diario, se ha propuesto penalizar las desviaciones entre éste y el programa final de funcionamiento P48; para dotar de mayor firmeza al programa final P48, se han propuesto sesiones adicionales en el mercado intradiario y el refuerzo de la señal económica de los desvíos entre el P48 y la energía real, imputando su coste independientemente del sentido del desvío, o incluyendo en él, el coste del nuevo servicio complementario de reserva de potencia adicional.

Por otra parte, las Directivas de 2002 y 2009 de fomento de las energías renovables y la Directiva de 2004 de cogeneración establecen la prioridad de evacuación de estas energías en la medida en que el funcionamiento seguro del sistema eléctrico nacional lo permita. Este criterio ha sido trasladado a la regulación española dando prioridad de despacho al régimen especial frente al resto de tecnologías en todo momento. En el proceso de formación del P48 existe la alternancia de secuencias de mercado que obtienen como resultado programas de funcionamiento y procesos de análisis de restricciones que lo adaptan a la viabilidad técnica consecuente. La secuencia más importante es la primera, la que transcurre entre el mercado diario y el análisis de restricciones técnicas, pero hay otras secuencias similares en cada una de las sesiones del mercado intradiario.

En este marco y desde el punto de vista teórico, la prioridad de evacuación podría llevar a un agente relevante, con energías renovables y convencionales, a realizar ofertas en el mercado diario con programa reducido en la parte renovable, con la intención de elevar el precio de este mercado, sabiendo que finalmente toda la energía renovable tendrá prioridad en el despacho en el tiempo real.

Por otra parte, la aleatoriedad y falta de gestionabilidad de una gran parte de las energías renovables conduce a la necesidad de revisar las previsiones de funcionamiento en la medida en que nos aproximamos al tiempo real.

Por lo tanto, en línea con lo que ya se ha señalado, interesa por una parte obtener una buena previsión de funcionamiento de las energías renovables no gestionables en la casación del mercado diario, con el fin de que la formación de precios sea la adecuada y que se minimice la necesidad de reserva de potencia, y por otra, ajustar los programas en las distintas sesiones del intradiario con el fin de disminuir la utilización de los mecanismos de ajuste. Con todo ello es posible aplicar como hasta ahora el principio de prioridad de evacuación hasta la formación del P48.

Propuesta

Para desincentivar el posible comportamiento de ofertar en el mercado diario/intradiario un programa reducido en la parte renovable, y para disminuir el riesgo de un funcionamiento inseguro del sistema, se debería establecer que la prioridad de evacuación se refiera exclusivamente a los procesos de análisis de restricciones que suceden a los mercados diario e intradiarios, pero no en el tiempo real.

En este sentido, cabe señalar que si bien los desvíos de las energías renovables que surgen tras el P48 soportan el coste de los servicios de ajuste cuya programación ha sido necesaria, sin embargo no estarían soportando el coste asociado al desacoplamiento o reducción de carga de otras centrales convencionales que ha sido necesario en su caso, efectuar, para cumplir con un criterio de prioridad de despacho de las energías renovables, que se ha respetado, no sólo en el análisis de restricciones, sino también en el tiempo real. Por ello, cabría plantear que las energías renovables soportaran también, el coste en el que el sistema ha incurrido para conseguir respetar esa prioridad del despacho, en el proceso restricciones en tiempo real.

Esta propuesta es complementaria a las ya realizadas por la CNE que se han descrito con anterioridad, aportando adicionalmente la señal de que la energía no programada, por encima de la que refleja el P48 tiene un escaso valor para el sistema, porque su aprovechamiento en tiempo real supone un riesgo para el sistema y la aplicación de servicios de ajuste muy caros.

4 ARBITRAR MECANISMOS PARA ATRAER INVERSIONES EN CENTRALES DE BOMBEO, SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y TURBINAS DE GAS

Objetivo

El Plan de acción nacional de las energías renovables (PANER), remitido durante el mes de julio de 2010 a la Comisión de la UE, prevé que la potencia instalada de bombeo puro pase de 2.500 MW en 2010 hasta 5.700 MW en 2020, con el fin de permitir la integración de las energías renovables prevista para alcanzar el objetivo de 2020. Por otra parte, de acuerdo con la información aportada por los agentes para elaboración del *Informe Marco 2010*, está prevista la instalación de 1.400 MW de bombeo adicionales con fecha de puesta en marcha posterior a 2012. En este contexto, cabría plantearse si los ingresos netos que estas instalaciones perciben en la actualidad pudieran resultar suficientes para incentivar la inversión en nuevas plantas hasta alcanzar los 3.200 MW adicionales previstos en 2020, y en su caso considerar si el marco actual es el correcto.

Considerando la gran utilidad que proporcionan estas centrales a la seguridad del sistema, existen diversas opiniones sobre la conveniencia de que el operador del sistema pueda contratar determinados servicios de ajuste no solo en el corto plazo, como sucedes con los servicios de ajuste regulados actualmente en los Procedimientos de Operación vigentes, sino también en el largo plazo.

Propuesta

La contratación de la prestación de servicios de ajuste a largo plazo entre el titular de una nueva planta y el OS, con una retribución preestablecida, pudiera eliminar la incertidumbre que acompaña a un proyecto con un periodo de retorno de la inversión tan amplio, y por tanto, fomentar su puesta en marcha. Respecto a esta propuesta, cabe señalar que sin perjuicio del rango de Ley que exigiría la implementación de una medida semejante, deberá analizarse su compatibilidad con la normativa comunitaria, en relación a la prohibición para el OS que se deriva del art. 11.1 b) de la Directiva 2009/72/CE (relativa a ejercer el control de la red de transporte y, al mismo tiempo, ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo actividades de generación). En todo caso, la titularidad de la instalación de generación nunca estaría en el ámbito del operador del sistema.

Una posibilidad sería comenzar con el impulso a la inversión de nuevos bombeos por parte de agentes privados y la contratación de su gestión por parte del operador del sistema en los sistemas extrapeninsulares con elevada penetración de energías renovables, como sucede en las islas Canarias, donde en estos momentos ya se precisan.

También sería necesario probar este tipo de contratación en los sistemas aislados con otras tecnologías de gestión técnica y almacenamiento de energía, como baterías, volantes de inercia, hidrógeno, etc y turbinas de gas.