

El papel de las centrales nucleares en el mercado mayorista de electricidad

J. C. Alonso, J. Alonso, A. González y R. González

Hace 11 años que los programas de producción de las centrales nucleares se deciden en el mercado mayorista de electricidad y hasta la fecha ha sido compatible con la operación segura de las centrales, ¿es por casualidad? y lo que es más importante, ¿podemos esperar que continúe siendo así en el futuro?

The Spanish electricity market has been running for eleven years and its rules and procedures have proven compatible with a safe and stable operation of the nuclear power plants, helped by a wide portfolio of technologies in the Spanish system. In the near future, two issues emerge as a potential threat: the increase in renewables (mainly wind) production and its volatility and the development of new network infrastructure around the plants owned by third parties. Stricter rules on network development and operation and greater respect to the plants operational needs have to be pushed forward by the industry to succeed in life extension programs.

Desde que en 1998 comenzase la liberalización hasta ahora, el sector eléctrico ha experimentado profundos cambios. Se ha pasado de un escenario de parque ajustado con predominio del carbón y la nuclear a otro de sobrecapacidad dominado por los ciclos combinados y el régimen especial. La eólica ha experimentado un desarrollo sin precedentes, sus 16.740 MW instalados nos sitúan como el tercer país del mundo en generación eólica, tras Estados Unidos y Alemania. Esta tecnología, por su naturaleza no gestionable, está cambiando los estándares y formas de operar del sistema de producción-transporte eléctricos.

El sector nuclear, por su parte, ha elevado los estándares de seguridad al tiempo que avanza en la asunción por la sociedad de la bondad que representa, económica y medioambientalmente, el alargamiento de la vida útil de estas centrales hasta los 60 años, lo que exigirá condiciones cada vez más estrictas de su operación. ¿Sigue siendo el mercado eléctrico compatible con este entorno y necesidades? En nuestra opinión, sí.

EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista eléctrico gira alrededor del mercado diario, gestionado por OMEL. En él se subasta diariamente la producción de cada una de las 24 horas en que se divide el día siguiente. Los ofertantes, es decir, las centrales de generación, presentan sus ofertas de venta y los demandantes, esto es, los consumidores, ya sea de forma individual o a través de distribuidoras o comercializadoras, sus ofertas de compra; a las 10:00 OMEL cierra la ventanilla, el

cruce de unas y otras ofertas determina los programas de producción-consumo para el día siguiente así como los precios que serán satisfechos. Para cruzar las ofertas, previamente se ordenan por precio, ascendente las de venta y descendente las de compra, y en el punto de corte de ambas curvas se establece el precio además de la cantidad despachada en cada una de las horas (ver figura 1).

La retribución marginal supone que todos los vendedores perciben el mismo precio por la energía. Bajo este esquema, los generadores tienen incentivo a ofertar sus costes marginales (similares a los variables), ya que siempre recibirán al menos este precio, cuando no superior. De esta forma, si funcionan cubrirán sus costes variables más un cierto margen de contribución a sus costes fijos. Existe abundante literatura económica que avala que, bajos ciertas condiciones

JUAN CARLOS ALONSO ENCINAS

es ingeniero industrial (especialidad Eléctrica) por la Universidad Politécnica de Madrid.

Programa Gestores 2000 del INI (2 años), formación multidisciplinar. PDD por el IESE.

Subdirector general de Mercados de ENDESA.

JAVIER ALONSO PÉREZ es ingeniero industrial por la Universidad de Sevilla, licenciado en Económicas por la UNED y subdirector de Operación y Mercado de ENDESA.

AVELINO GONZALEZ CASTRILLON es ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid. Postgrado como especialista en Administración de Empresas y Coordinador de Mercado de ENDESA.

RAFAEL GONZÁLEZ HOMBRADOS es ingeniero industrial del ICAI; miembro del Comité de Explotación de Ascó-Vandellós desde el año 2000 y coordinador del área de Transporte y Servicios Complementarios de ENDESA.

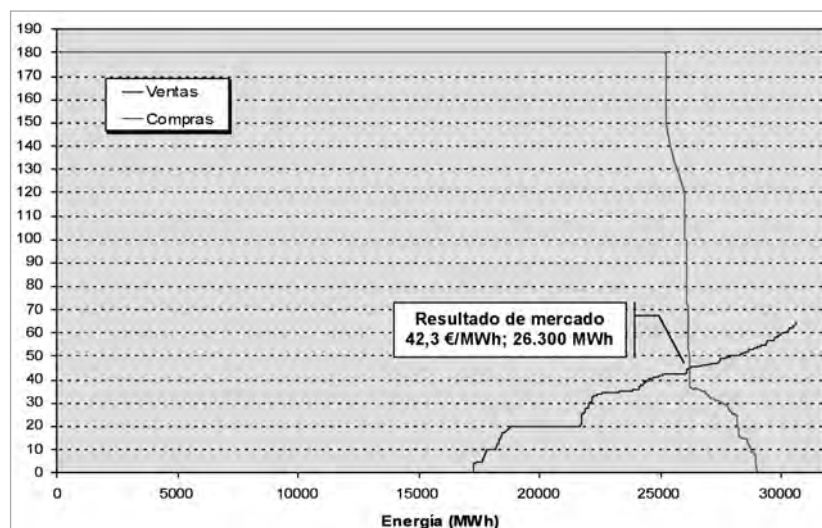


Figura 1: Curvas agregadas de oferta y demanda en la hora 9 del 13/02/2009.

de mercado, este esquema retributivo es suficiente para recuperar el coste completo de las inversiones prudentemente incurridas. La oferta en base a costes marginales asegura, por su parte, que la curva agregada de oferta se asemeja a un "orden de mérito" basado en costes variables, como propugna la teoría clásica del despacho económico centralizado; el mercado marginal converge rápidamente al óptimo económico, con ventajas en robustez y menor manipulabilidad del resultado.

En un mercado como el descrito tienen limitada cabida las condiciones técnicas de operación de las centrales, típicamente los tiempos de acoplamiento o parada y los mínimos técnicos, lo que se suple con una cierta "habilidad" de los departamentos de mercado de las empresas en la preparación de las ofertas. En este sentido, el mercado diario no es del todo crítico pues tras él existen seis sesiones de mercado intradiario, sesiones en las que los agentes pueden renegociar las energías que hayan resultado infactibles (ver figura 2).

Las sesiones de mercado, diario e intradiario, se complementan con otros procesos gestionados por el operador del sistema, destinados a dotar de la suficiente flexibilidad al sistema para hacerlo seguro y factible desde el punto de vista de continuidad en el suministro eléctrico. El principal de estos procesos por volumen y relevancia es el de resolución de restricciones técnicas. Se trata de un proceso pensado para permitir al operador del sistema modificar el despacho económico de los grupos resultante en el mercado y hacerlo compatible con la operación segura de la red de transporte. La contestación social de las infraestructuras y el acelerado desarrollo del parque generador hacen que la red actual se encuentre cada vez más congestionada y limitada, siendo este proceso relevante por el volumen de energía que involucra (ver figura 3).

CUÁNDO NO SE PUEDE GARANTIZAR UN DESPACHO TÉCNICAMENTE FACTIBLE

Para garantizar a una central nuclear un despacho constante en potencia bastaría con ofertar la totalidad de su producción a cero, que es el mínimo precio que acepta el mercado de OMEL. Sólo en contadas ocasiones sucede que la totalidad de la energía necesaria está ofertada a este precio. Cuando esto ocurre, el precio marginal es cero y ninguno de los grupos tiene garantía de que se vaya a respetar ni siquiera su mínimo técnico. En los 11 años de vida del mercado esto ha ocurrido en 8 ocasiones y en otras 577 horas el precio ha sido muy bajo, como se puede apreciar en la distribución de la figura 4.

Casualmente en este comienzo de año 2009, caracterizado por altas aportaciones hidráulicas y eólicas, enmarcadas en una senda de crecimientos negativos de la

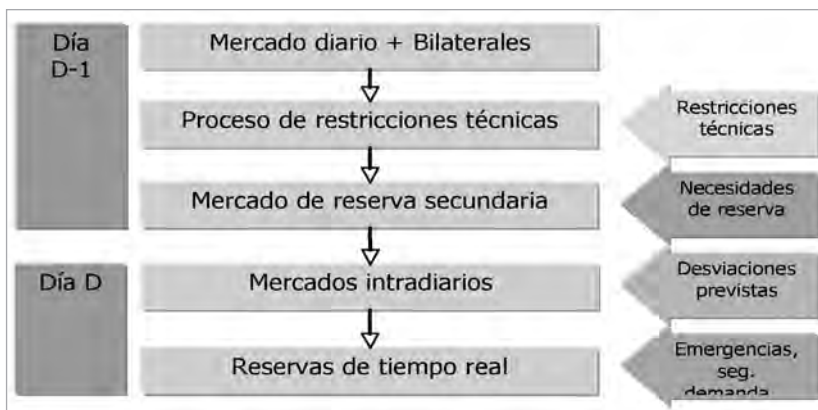


Figura 2: Secuencia de mercados y necesidades a las que atienden.

demanda, hemos tenido episodios de precios de la energía próximos a cero durante las horas más profundas de los valles de demanda. Los generadores "clásicos", térmicos y nucleares, están dispuestos a casi regalar la energía antes de parar sus equipos, esquivando de esta forma los riesgos inherentes de avería, con sus consecuentes costes así como lucros cesantes, asociados a todo proceso de arranque y parada.

Cuando se alcanza un precio cero es preciso aplicar reglas que no son de mercado para establecer el despacho de los grupos. Actualmente la regla que se aplica es la prorratea y así, dado que las nucleares pertenecen a grupos empresariales con carteras de generación en las que existen más centrales, es posible respetar su producción trasladando estas infactibilidades o reducciones de programa al resto de su cartera (por ejemplo haciendo parada nocturna en otros grupos con operación más flexible). Así ocurrió por ejemplo el pasado 8 de febrero de 2009 donde, en el caso de Endesa, el ciclo combinado de Besós 3 desacopló de madrugada para permitir a la nuclear mantener la plena carga.

Pero esto dejará de ser una opción si a) las renovables aumentan hasta el punto de que sólo con eólica, hidráulica fluyente y nuclear se abastezca la mayor parte de la demanda de las horas valle o b) las nucleares dejan de estar integradas en carteras de generación más amplias

que permitan permutar los programas de diferentes instalaciones.

También es posible que no se garantice un despacho factible si, en el proceso de solución de restricciones técnicas o en la operación de tiempo real el Operador del Sistema toma decisiones que impidan despachar a plena carga las centrales nucleares. Este tipo de decisiones puede tener varios orígenes:

- Problemas locales de evacuación. Sin ir más lejos, los recientes temporales en Cataluña y Galicia han dejado muy debilitada la red de transporte de 400 kV. Aunque los tiempos de reposición son buenos y la red está suficientemente mallada, el cada día mayor grado de carga de los circuitos, junto a la dificultad para construir nuevas infraestructuras, podría terminar por producir este tipo de limitaciones.
- Problemas de estabilidad ante contingencias. Por mucho que la eólica se adapte a soportar huecos de tensión, si una incidencia de red provoca la desconexión de un parque, su rearme es manual y se demora unos minutos; estas contingencias se analizan a nivel de nudos de la red de transporte, que agrupan varios cientos de MW. El Operador del Sistema necesita disponer de equipo térmico convencional acoplado suficiente para disponer de reserva con la que suplir estas desconexiones imprevistas, lo que

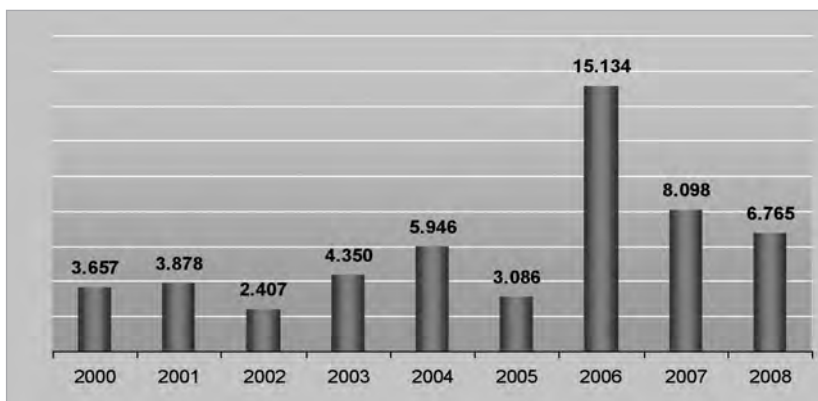


Figura 3: Volumen de energía programada anualmente por necesidades de red. El dato de 2006 no es representativo, por los cambios regulatorios que introdujo el RDL 3/2006.

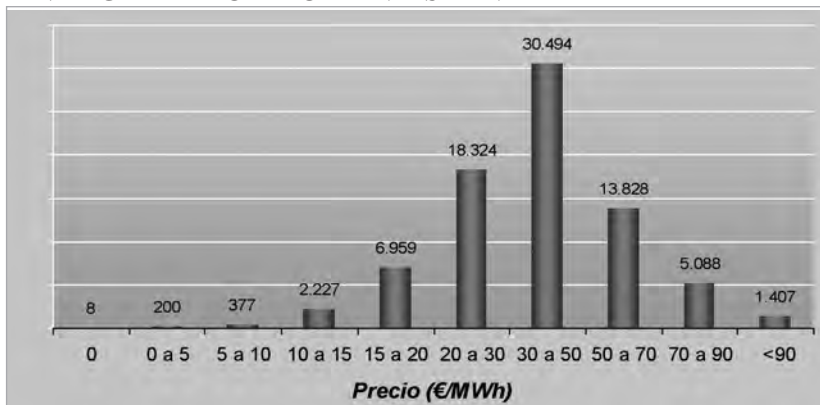


Figura 4: Distribución de precios (en €/MWh) en la historia del mercado de OMEL.

en valles profundos y de mucho viento puede provocar que tanto nuclear como eólica deban reducir su carga para hacer hueco a otras energías, más modulables, que puedan aportar suficiente reserva al sistema ante contingencias.

Este último punto quizás es el más crítico. A la producción eólica se le reconoce prioridad en el despacho, tanto en mercado como en la solución de restricciones y esto, en condiciones normales, es correcto y debe ser así, ya que es la forma de forzar al Operador del Sistema a resolver las restricciones con mayor reserva térmica antes que con reducciones eólicas, siempre más baratas para el sistema. Pero en situaciones degradadas, ¿es correcto mantener esa precedencia?, ¿no deberían primar consideraciones de fiabilidad y seguridad del parque generador en general y más en concreto de las centrales nucleares? Creemos que adoptar medidas de tiempo real con los mismos criterios utilizados en la programación puede llegar a degradar la seguridad del sistema, siendo incluso dudosas desde el punto de vista de su bondad económica.

Nuestra regulación eléctrica ha ido evolucionando, adaptándose a las premisas actuales de nuestra sociedad favoreciendo el despacho prioritario de las energías renovables. Obviamente, el fuerte incentivo de los promotores eólicos para evitar las reducciones de carga, que no sólo dejan de ingresar el precio de mercado sino además la correspondiente prima, dará lugar a presiones para evitar estas limitaciones. Será el regulador quien tenga que adoptar un criterio, considerando tanto los propios derechos de los generadores eólicos como los requisitos técnicos de operabilidad de la red desde el punto de vista de su seguridad. No hacerlo así podría no sólo comprometer el propio desarrollo del parque eólico sino además hacer nuestro sistema más vulnerable desde el punto de vista de su fiabilidad. Lo que son las premisas económicas asumidas por nuestra sociedad en relación al desarrollo de las energías renovables, carecerían de sentido si tal medida comprometiera la seguridad del sistema eléctrico

en su conjunto, debilitando la calidad de suministro de la que hoy disfrutamos.

Por último, es imprescindible también reseñar desde el punto de vista de la estabilidad de la red de transporte, la importante contribución de las centrales nucleares como centro de estabilización de las tensiones en la red, absorbiendo o generando importantes volúmenes de energía reactiva, minimizando la necesidad de equipo de compensación de reactiva en la red.

OTROS CONDICIONANTES TÉCNICOS

Hasta ahora hemos hablado únicamente de la preferencia (fundamentada tanto económica como desde el punto de vista de la operación segura) de la nuclear por operar a plena carga y de forma estable, pero existen otros condicionantes técnicos que no están adecuadamente regulados, como podrían ser las servidumbres sobre la red exterior. Cuando se abrió a información pública la instalación de la central de ciclo combinado de Plana del Vent, próxima al complejo nuclear de Ascó-Vandellós, se realizaron intensos estudios sobre el impacto en la red y la operación nuclear segura ante contingencias en estas centrales. No se está haciendo el mismo despliegue ante la solicitud de implantación eólica, limitándose los estudios a la capacidad de evacuación, en parte porque las solicitudes llegan con cuentagotas y por unos pocos MW y también porque las zonas nucleares no son las de mayor intensidad eólica. Es necesario analizar, previo a la autorización de instalación, el impacto que producen nuevas instalaciones, con independencia de su origen, sobre los actuales emplazamientos nucleares en explotación.

Pero quizás se esté obviando un segundo efecto, en cuanto a las servidumbres de alimentación exterior a las centrales nucleares. El CSN obliga a mantener determinada redundancia en la alimentación exterior que en la época en que se construyeron las centrales y su red de evacuación fueron resueltas con red propia de las empresas propietarias. Luego, tras la venta de la red de transporte a Red

Eléctrica de España, estas servidumbres se respetaron, entre otras cosas, porque REE es la principal interesada en una operación segura porque nuclear y por ende del sistema eléctrico en su conjunto. Pero empiezan a aparecer posiciones en red de transporte propiedad de terceros cuyos descargos para mantenimiento o reparación impactan en la seguridad de la alimentación exterior nuclear, sin que formalmente queden obligados por el CSN a unas determinadas pautas de operación.

Hay pendiente aquí por parte de las centrales y sus despachos de operación, una formalización de estas servidumbres que permita su reconocimiento en la normativa, para que estas prácticas no terminen minando la seguridad nuclear o, alternativamente, dando lugar a cuantiosas inversiones en las plantas cuyo coste será difícilmente endosable a terceros.

RESUMEN Y CONCLUSIONES

La nuclear sigue siendo, a día de hoy, una de las fuentes principales que contribuyen a la operación segura del sistema eléctrico de producción-transporte. El despacho por mercado se ha mostrado práctico y suficiente para retribuir sus costes, sin que su inherente volatilidad haya supuesto hasta la fecha ninguna afectación a la operación nuclear, principalmente porque estas centrales se integran en carteras de generación más amplias, donde el equipo térmico convencional absorbe con mayor facilidad las exigencias operativas y de precio.

A futuro, sin embargo, el panorama puede cambiar. Principalmente la proliferación de parques eólicos y la saturación de la red de transporte condicionan la estabilidad del sistema y obligan a operar con mayor reserva térmica, lo que puede acabar presionando a la nuclear para que deje de operar a carga estable. Los argumentos de fiabilidad y operación a largo plazo de centrales nucleares tienen que introducirse en este debate.

La enajenación de las redes de transporte y estos nuevos entrantes también van a afectar a la operación de las centrales desde el punto de vista de red. Se está modificando la topología de la red próxima a las centrales, aparecen nuevas servidumbres en cuanto a la planificación de descargos y será necesaria una mayor involucración de las centrales en la definición de estos criterios de operación, que ya no se resuelven dentro del propio grupo empresarial.

En el modelo de transportista único por el que la administración española ha apostado es preciso incorporar nuevos parámetros de gestión "duros" para que se cumplan los desarrollos de las infraestructuras de transporte en los horizontes previstos. Sólo así podremos avanzar en una mejora real de los parámetros de calidad y seguridad del sistema, influyendo también de una manera efectiva sobre la propia competitividad del sector. ■