

LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE ELÉCTRICO EN UN ENTORNO COMPETITIVO

JAVIER DE QUINTO

Universidad San Pablo-CEU.
Red Eléctrica de España

Dentro de los procesos de liberalización que se vienen desarrollando en muchos países, es en el sector eléctrico donde se está produciendo una de las reestructuraciones más profundas, que ha supuesto una alteración radical del marco normativo y cambios muy notables en la organización de las actividades que llevan a cabo las empresas que operan en

el mismo. En España, los elementos básicos del modelo en que se basa la actual regulación del sector eléctrico, con el objetivo de fomentar la competencia, son los siguientes (1):

- ✓ Separación (jurídica) de las actividades reguladas y las abiertas a la competencia.
- ✓ Libertad de entrada a las actividades en competencia.
- ✓ Planificación vinculante de las redes básicas que llamamos «de transporte».
- ✓ Acceso regulado de terceros a las redes. Para ello, los precios han de ser establecidos por algún agente que no sea propietario de la red, y se han de fijar tanto unos estándares de calidad y fiabilidad como unas condiciones de acceso (y de denegación del acceso) transparentes y predecibles (es decir, públicas y publicadas).

- ✓ Toda la demanda puede optar entre una tarifa regulada o acudir al mercado (en España, esto es así desde el 1 de enero de 2003).

- ✓ Tarifa integral y peajes de acceso (según el sistema de «tarifa postal») únicos en todo el territorio nacional.

- ✓ Doble regulador: la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria y la Comisión Nacional de la Energía.

- ✓ Una multitud de «externalidades» que se repercuten al consumidor.

Sin embargo, resulta difícil conciliar la libertad de entrada en la generación eléctrica con la planificación vinculante de las redes básicas; los principios b. y c. a los que nos acabamos de referir (2). Estas redes, además de constituir el soporte físico del mercado, sobre el que se ponen en contacto la oferta y la de-

manda, resultan fundamentales para garantizar la seguridad y la calidad del suministro. También facilitan la gestión de los desequilibrios entre la oferta y la demanda de las diversas zonas, contribuyen a la reposición del servicio, y proporcionan señales que pueden condicionar la elección de los emplazamientos, tanto de los productores como de los consumidores.

Por otra parte, la existencia de una red suficientemente mallada e interconectada es condición necesaria pero no suficiente para que haya un mercado competitivo, de forma que todos los demandantes y todos los oferentes, siempre que compren y vendan a los precios de equilibrio, puedan ver atendidos sus planes de producción y/o consumo (3). La existencia de una red adecuada también es condición necesaria para atender las obligaciones que se derivan del servicio público.

En este trabajo nos vamos a plantear algunos de los problemas que plantea la planificación de las redes de transporte en un entorno liberalizado y sugerimos algunas medidas que permitirían que el tendido de las líneas llegase hasta dónde fuera necesario y en el momento preciso.

ALTERNATIVAS PARA LA PROPIEDAD Y LA GESTIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE †

Es bien conocido que la electricidad no puede ser fácilmente almacenada, y que los desequilibrios que se producen en cualquier punto de una red de transporte interconectada pueden tener graves e inmediatas repercusiones sobre la calidad y la disponibilidad del suministro de energía eléctrica en el conjunto de la misma. Ello exige mantener un equilibrio permanente entre oferta y demanda, pues sólo de este modo es posible proporcionar un suministro fiable, que se adecue a los niveles de tensión y frecuencia requeridos. La forma más eficiente de lograr este resultado es a través de la operación centralizada del conjunto del sistema eléctrico.

Pero la liberalización del sector eléctrico ha traído consigo la separación vertical de actividades antes integradas, y una mayor descentralización e independencia en los procesos de toma de decisiones. En muchos países y España no constituye una excepción, se ha pasado de un régimen de despacho que internalizaba muchas de las limitaciones de las redes a otro en el que las operaciones se negocian al margen de ellas y, posteriormente, se adaptan a tales restricciones para que el suministro sea factible. Ello tiende a exigir cada vez más a unas redes que, al menos hasta 1985, e incluso durante los años posteriores, se diseñaron pensando en un marco organizativo bien distinto.

En este contexto, resulta necesario que las infraestructuras de transporte sean capaces de atender a

una demanda cambiante, que se abastece mediante un parque de generación cada vez más diversificado, y en el que tienen un peso creciente las instalaciones que producen electricidad a partir de fuentes renovables, cuya aportación es muy variable. A corto plazo, es la operación del sistema la que permite alcanzar este objetivo y hacerlo compatible con los resultados de los mercados. A largo plazo, hace falta que las decisiones sobre la ampliación de las infraestructuras de transporte se tomen teniendo en cuenta esos mismos condicionantes y que, al mismo tiempo, no se pierda de vista el hecho de que las propias decisiones sobre el desarrollo de la red influyen sobre el comportamiento de los agentes que operan en las actividades potencialmente competitivas.

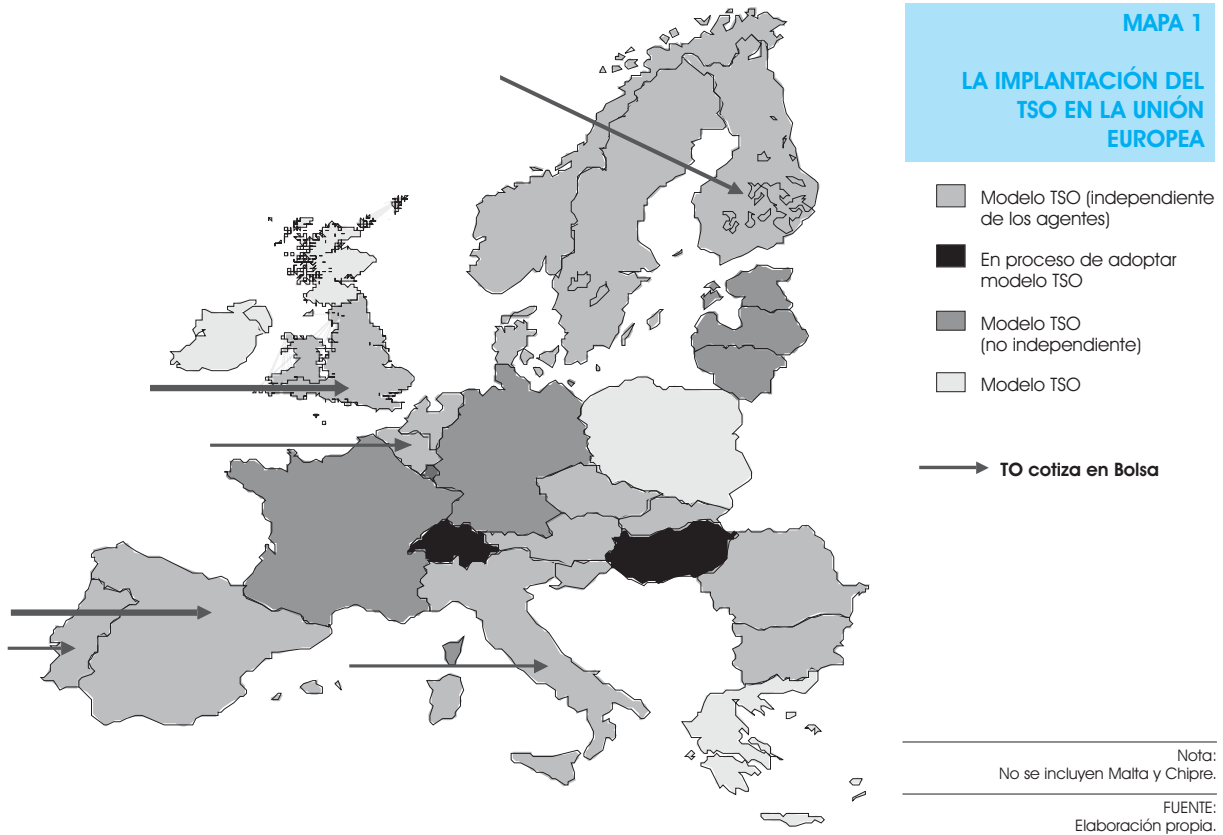
Por tanto, la forma en que se organicen las actividades de operación del sistema y transporte de electricidad a alta tensión resulta muy relevante. En este ámbito, podemos distinguir dos alternativas opuestas: el ISO (*Independent System Operator*) y el TSO (*Transport System Operator*) (4).

Se denomina TSO a una entidad que: Coordina la operación técnica del sistema eléctrico, dadas unas normas de seguridad; ejecuta la operación y organiza el mantenimiento de la red; es propietaria de todos o gran parte de los activos que componen la red; se encarga de la expansión de la misma.

Se entiende por ISO una entidad que sólo asume la primera de las citadas funciones, es decir, coordina la operación técnica de un sistema eléctrico.

Casi todos los países con sistemas eléctricos desarrollados, donde las empresas operan en un entorno más o menos competitivo, han separado la operación del sistema y el transporte del resto de actividades, y o bien cuentan con sociedades del tipo TSO, como Holanda, Reino Unido y, en general, casi todos los países de la UE, o disponen de entidades del tipo ISO, caso de California y PJM en EE.UU., Alberta en Canadá, Argentina, Chile... Como se puede comprobar en el mapa 1, el TSO es el modelo predominante en el conjunto de la Unión Europea, ya que es el que han adoptado o están a punto de adoptar la mayoría de los países que la integran. El caso de Nordpool es especial, ya que hay tres sistemas diferentes integrados en un mercado único.

Existen varios argumentos que avalan la superioridad del modelo TSO, al menos, cuando hablamos de compañías que operan en entornos liberalizados, como el que existe en España, pero no es objeto de este trabajo profundizar en ello. Algunos trabajos destacables en torno a esta materia son los de Arizu y Tenenbaum (2002), Armstrong, Cowan y Vickers (1994) o Joskow (2001). Algunos resultados para la comparación pueden ser consultados en ESTO (2005).



Respecto al desarrollo de la red se presentan dos alternativas básicas: convocar concursos para la construcción y explotación de las instalaciones de transporte, o permitir que sea la empresa que desarrolla esta actividad en la zona la que se encargue de ello. En la primera de ellas, es la resolución del propio concurso la que suele proporcionar la retribución de las inversiones; en la segunda, se requiere contar con un régimen retributivo específico, establecido por la regulación, que remunere adecuadamente las inversiones y transmita los incentivos adecuados. No olvidemos que la actividad de transporte es un monopolio natural.

La primera opción tiene las ventajas de la imparcialidad (en principio, ninguno de los concursantes debe gozar de ventajas respecto a otros) y de la posibilidad de aprovechar los beneficios de la concurrencia y la comparación, que suelen traducirse en ahorros de costes, al menos, a corto plazo. Pero este tipo de subastas también tiene inconvenientes. Con carácter general, y desde un punto de vista teórico, se ha señalado que el logro de tales ahorros de costes sólo es posible si se produce suficiente rivalidad entre los concursantes. Pero existen razones para pensar que puede no ser así. Si se permite la participación de las empresas que ya poseen instalaciones de transporte, es posible que muchos potenciales candidatos no concurren, pues tales com-

pañías dispondrán de ventajas para ganar el concurso: la experiencia acumulada durante años puede permitirles reducir los costes de la actividad o acceder a información desconocida por los demás participantes (5).

Por consiguiente, será difícil que algún candidato consiga mejorar su oferta y, aunque así fuese, el ganador podría encontrarse con la desagradable sorpresa de haber presentado una propuesta demasiado buena.

Se trata de la llamada «maldición del ganador». El problema es que si se prohíbe la presencia de las empresas que cuentan con esa experiencia se pueden perder los ahorros de costes que ella permite, y se reduciría el número de participantes, lo que impediría lograr resultados competitivos.

Por otra parte, la posibilidad de que se establezcan acuerdos entre los posibles concursantes (mayor cuanto menor es su número) puede aminorar considerablemente la concurrencia hasta en aquellas subastas que, en principio, deberían contar con un gran número de participantes (Peacock y Rowley, 1972).

En el caso concreto del transporte de electricidad, a estos inconvenientes más generales se unen otros más específicos, como los derivados de fomentar la

multipropiedad de la red, que no es deseable porque puede suponer la pérdida de economías de escala o crear problemas de coordinación, o los que pueden surgir si los concursos atraen a agentes que participan en actividades que se desarrollan aguas arriba o abajo del transporte, que pueden estar dispuestos a realizar las inversiones, aunque no recuperen costes, si con ello pueden situarse en una posición ventajosa en sus respectivos mercados.

Además, a la larga, los concursos socavan las ventajas del sistema TSO, con lo que se pierden eficiencias y economías de escala. Y es que uno de los méritos del modelo TSO es que tiene la capacidad de ser un interlocutor único y válido para el planificador de última instancia, en nuestro caso, la Administración Central, que no se va a fijar en la rentabilidad de cada instalación, sino en la del conjunto. Bajo un sistema de multipropiedad, y en determinadas circunstancias poco favorables, ese planificador se podría encontrar con que nadie está interesado en construir ciertas líneas o instalaciones.

Permitiendo que sean las propias empresas transportistas las que acometan las inversiones que consideren necesarias se soslayan estos inconvenientes, pero se ha de dar respuesta a una cuestión esencial: se debe establecer un régimen retributivo que fomente el desarrollo de las infraestructuras de transporte, procurando que se haga al mínimo coste y sin que las redes se sobredimensionen. Los mecanismos de «regulación por incentivos» tratan de asegurar que las inversiones se ajustan a esos criterios. Los partidarios de este tipo de regímenes retributivos subrayan sus ventajas frente a los de «reconocimiento del coste del servicio», a los que se atribuyen diversas limitaciones (6). La fundamental es la que se refiere a su efecto sobre la política de inversiones de las compañías reguladas «efecto Averch-Johnson» (7), aunque también se suelen señalar otros, como la falta de estímulos que fomenten la eficiencia productiva (la empresa puede trasladar todos sus costes a los consumidores y, por tanto, no tiene incentivos para minimizarlos), el hecho de que sea necesario disponer de mucha información sobre la situación económica y financiera de las empresas sujetas a control (a éstas les resulta más fácil engañar al regulador), y las dificultades que surgen cuando una compañía opera tanto en entornos competitivos como en ámbitos en los que disfruta de poder de mercado (este problema no existe en el caso que nos ocupa porque los transportistas de electricidad no pueden participar en actividades potencialmente competitivas).

Con la «regulación por incentivos» no se han de planificar estos conflictos, ya que no existe la garantía de recuperar cualquier nivel de costes ni cabe la posibilidad de que aparezcan incentivos que animen a invertir más de lo que es compatible con el logro de la máxima eficiencia productiva. Además, si esta clase

de regulación se aplica según sus postulados teóricos se fomenta la minimización de costes y se facilita el traspaso de las ganancias de eficiencia a los consumidores.

En España se ha optado por un modelo TSO, de modo que una misma compañía, Red Eléctrica de España (REE), se encarga tanto de la operación del sistema como del transporte de electricidad. Además, como casi toda la red de alta tensión es de su propiedad, apenas existe el riesgo de que, como operador del sistema, favorezca sus propios negocios de transporte en detrimento del resto de empresas que participan en esta actividad. Por tanto, la elección del modelo TSO viene avalada por el hecho de que no cabe la posibilidad de que se produzcan los conflictos de intereses que constituyen su principal desventaja frente al modelo ISO.

La expansión de la red y la retribución han de mantener, necesariamente, una cierta relación. La metodología retributiva ha de enviar señales claras sobre cuál es el desarrollo de la red que resulta más conveniente, evitando efectos negativos tales como la infrainversión o la sobreinversión. En los sistemas eléctricos competitivos, los perjuicios derivados de la falta de inversiones se acrecientan pues, en tales casos, no sólo afectan a la seguridad del suministro: también pueden dificultar la entrada de nuevos agentes, o encarecer vía restricciones técnicas el precio del mercado, lo que impediría aprovechar los beneficios de la competencia. Por tanto, parece recomendable que igual que se procura mantener un determinado margen entre la potencia instalada en el parque de generación y la demanda máxima de potencia, se intente lograr también que exista un cierto exceso de capacidad de transporte. Todo ello, sin olvidar la necesidad de evitar la sobreinversión en las redes (la construcción de instalaciones destinadas a proporcionar el exceso de capacidad antes citado no debería ser considerada sobreinversión) a través de un régimen retributivo que genere incentivos para un comportamiento eficiente, tal y como indicamos anteriormente.

LA NECESIDAD DE PLANIFICAR LA EXPANSIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS †

Cuando las actividades de generación y comercialización se desarrollan en un marco competitivo, la planificación y la consiguiente inversión en las redes de transporte, que no tienen por qué afectar de forma homogénea a los distintos agentes del sistema, son capaces de influir sobre su capacidad para competir en dicho entorno. Por ello, el responsable último de la planificación no debe ser ni el propietario ni el gestor de la red, que han de ser y parecer neutrales, sino alguien por encima de ellos: el gobierno o un regulador independiente.

En términos generales, el planificador debe:

Decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transporte.

Proporcionar un plan de desarrollo de la red.

Garantizar la homogeneidad en la calidad de servicio básica.

Posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red con las menores restricciones posibles.

Asegurar la coherencia global de la red, espacial y temporal

Si existe libertad para invertir sin que haya una planificación global de las inversiones, cabe la posibilidad de que aparezcan redes sub-óptimas. Ni siquiera desagregando las decisiones de desarrollo de la red en territorios exclusivos de «n» empresas en régimen de no concurrencia se obtiene una solución óptima desde el punto de vista económico, ya que la agregación de «n» óptimos no tiene por qué ser igual al óptimo del sistema en su conjunto. De aquí la necesidad de que el desarrollo de la red se haga bajo un sistema de planificación general de la misma (8).

Teniendo en cuenta que el principal objetivo de la planificación debe ser la seguridad del sistema, minimizando el coste de las inversiones, parece razonable sugerir que la postura del agente que desempeña esta función ha de ser la de favorecer el desarrollo de las redes, siempre y cuando el coste de la inversión a acometer sea inferior a los costes (por riesgos de fallo, pérdidas, restricciones técnicas,...) que se puedan evitar con ella. Entre estos últimos, debemos incluir los derivados de los fallos que podrían impedir un correcto funcionamiento del sistema (ocasionados por la falta de capacidad de las redes o porque el escaso desarrollo de las mismas desincentive otras inversiones), pero también los ahorros derivados de aquellas inversiones que pueden no ser necesarias si se refuerzan las redes (por ejemplo, cuando la construcción de una nueva línea altera los flujos eléctricos y ello permite que ya no sea imprescindible instalar una central en un lugar determinado), o los beneficios derivados de un mejor funcionamiento de los mecanismos de mercado (reforzando la red se pueden minimizar las restricciones que obligan a modificar los resultados de la negociación entre los agentes para adaptarlos a las posibilidades técnicas).

El crecimiento de la red de alta tensión en España, al menos desde 1985, se ha venido haciendo de una forma dirigida y, aparentemente, con resultados eficientes desde un punto de vista dinámico. Aunque no es objeto de este trabajo realizar tal valoración, parece que la actual red de transporte, sin ser una

«red ideal», es suficiente para proporcionar una calidad de servicio más que aceptable, con unos niveles de pérdidas muy bajos (al menos en lo que atañe al sistema peninsular español).

LOS PROBLEMAS DE LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO DE LA RED ↓

Los tiempos de instalación de una central eléctrica de ciclo combinado de gas, o de una instalación industrial capaz de consumir grandes cantidades de electricidad son cada vez más cortos, y en muchos casos ya resultan netamente inferiores a los plazos que conlleva el tendido de líneas eléctricas.

Hay varios motivos que explican posibles demoras en los tendidos de redes. Uno es que el desarrollo de tales infraestructuras alcanza más territorio que una central eléctrica o una instalación industrial, que afectan a un área geográfica más reducida. Hay que tener en cuenta que el mapa de España está plagado de zonas de alto interés ecológico y medioambiental (mapa 2), y ello obliga a optar por unos trazados que suelen alargar notablemente los plazos de ejecución de las inversiones.

También debemos ser conscientes de que los trámites administrativos que se han de realizar para poder iniciar las obras son crecientemente complejos y lentos. Otro motivo es que el uso conjunto de «pasillos», como, por ejemplo, las líneas de ferrocarril, suele ser desaconsejable, o al menos está muy limitado, por motivos de seguridad. Además, conviene tener presente que no suele existir una conciencia social de la necesidad de tales tendidos, por lo que, a diferencia de lo que ocurre con las carreteras, las oposiciones suelen ser importantes.

Por tanto, conocer con antelación lo que va a ocurrir con la generación y el consumo de electricidad resulta fundamental para realizar una planificación adecuada y acometer las inversiones necesarias. Como no se trata de una tarea fácil (puede resultar más sencilla cuando se hace de forma agregada, pero es una labor muy compleja cuando requiere centrarse en zonas concretas del territorio) y, en cualquier caso, está sujeta a incertidumbres y errores, los agentes que compiten en los mercados eléctricos deben contar con el riesgo de que la expansión de la red no llegue a tiempo. Así pues, resulta necesario que todos los agentes supediten sus decisiones a las directrices establecidas por una planificación vinculada y, consecuentemente, hay que promover reformas que simplifiquen y fuercen los trámites para ejecutar tales tendidos en plazos razonables.

Desde 1998 hasta final del año 2006, en la España peninsular, las solicitudes para instalar ciclos combinados que hoy están vigentes alcanzan los 69.000

MW de potencia, cifra que no cuenta con aquellas solicitudes que han declinado de su intención de instalarse, pero si incluye la potencia en funcionamiento (15.500 MW), en construcción y en proyecto.

En el caso de la energía eólica estas cifras son de 24.200 MW, que incluyen, de los cuales 11.100 MW estaban funcionando al final de 2006 y el resto estaban en construcción o en proyecto (9).

Comparando estas cifras con las del parque peninsular actual, que no llega a ofrecer de forma efectiva más de 60.000 MW, nos podemos hacer una idea del enorme reto que supone la incorporación de todas estas instalaciones de generación para la red de transporte y la operación del sistema. Obviamente, muchos de los proyectos que han solicitado su conexión a la red no se llegarán a construir ni siquiera a medio plazo, pero resulta prácticamente imposible saber cuáles serán. Ello introduce grandes incertidumbres en la planificación del diseño y la expansión de las instalaciones de transporte, que se podrían reducir si se obligara a los solicitantes a asumir algún tipo de compromiso legal y económico a partir del momento en el que se pide la conexión a la red.

Hay que hacer hincapié en que no se trata solamente de una cuestión de cantidad; esto es, del volumen de inversiones que se ha de acometer. También estamos hablando de prioridades y del diseño de la red. En el caso de la electricidad, la ubicación de cada central de generación resulta fundamental, pues los flujos de energía a lo largo del país y, por tanto, las necesidades de nuevas infraestructuras y de refuerzos de las ya existentes, serán radicalmente diferentes si, por ejemplo, se construye (o no) una central en una determinada ubicación.

Si este elevado número de proyectos de generación eléctrica se llevara adelante, también se plantearía el problema de la capacidad de evacuación disponible en algunos nudos, ya que nos encontraríamos con casos en los que sería inferior al total de la potencia que podrían poner en ellos los productores necesitados de los mismos (esta es la situación que se da, por ejemplo, en el nudo de Escombreras, donde actualmente existen 3.200 MW instalados y sólo unos 1.900 MW de capacidad de evacuación).

Ello traería consigo la aparición de congestiones (restricciones técnicas) que impedirían que pudiéramos contar con toda la potencia disponible en caso de necesidad y distorsionarían los resultados de las operaciones casadas en el mercado pues sería necesario ajustar el despacho para garantizar su viabilidad técnica. En un contexto competitivo, ello puede afectar de forma asimétrica a los distintos agentes que operan en el mercado, influyendo de un modo muy dispar sobre sus estrategias de negociación en el mismo y sobre sus posibilidades de recuperar las in-

versiones. En cualquier caso, parece necesario que los agentes estén previamente advertidos de la existencia de este tipo de riesgo, y la planificación puede enviar señales muy claras al respecto.

Finalmente, hay señalar que la regulación eléctrica española ha optado por repartir las pérdidas proporcionalmente entre todo el consumo. Aunque este sistema tiene la ventaja de la sencillez, debemos hacer hincapié en que si se aplicase un procedimiento que permitiera atribuir a cada agente (oferente o demandante) sus pérdidas específicas, se generarían incentivos para que tanto los productores como los consumidores se ubicasen allí dónde se minimizan éstas, y ello haría que las necesidades de infraestructuras fueran mucho más previsibles, facilitando su planificación, a la vez que disminuirían los costes del sistema.

Hay países, como en Nueva Zelanda o en el estado de Victoria, en Australia, en que para resolver el problema que se está planteando, se subastan los emplazamientos de las nuevas instalaciones de generación previamente seleccionados por el regulador para optimizar el funcionamiento del sistema, pero en el caso español, es muy probable que agilizando y forzando los trámites para el desarrollo de la red, comprometiendo económicamente a los agentes que soliciten conexión, y haciendo que cada uno asuma sus pérdidas, se resolviesen buena parte de las incertidumbres que hemos señalado. En el siguiente apartado vamos a tratar algunas de estas cuestiones más detalladamente.

En el momento de redactar estas líneas, en España se ha lanzado un nuevo proceso de planificación para el periodo 2007-2016 (mediante la Orden Ministerial de 17 de agosto de 2006), que previsiblemente podría culminar antes del final de 2007 con un nuevo plan de redes eléctrica y gasista, que sustituiría al vigente 2002-2011. Como se ha mencionado, es el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, a través de la secretaria general de la energía, quien pilota el proceso, para lo que cuenta con propuestas iniciales de estudios que realizan REE y ENAGAS, además de informar y recibir propuestas por parte de las comunidades autónomas. Este nuevo plan será la herramienta mediante la que garantizaremos la cobertura de la demanda eléctrica y gasista hasta el año horizonte, a través de la inversión en las redes que se propongan y de la lectura de sus hipótesis obtendremos respuesta a preguntas tales cómo cuál será la demanda de energía y la punta de potencia previstas y con qué tecnologías de generación será atendida.

Por tanto, resulta prematuro adelantar datos, pero el reto inversor es importante, porque es posible que la punta de demanda (que actualmente es de 43.700 MW) se aproxime a los 53.000 MW en 2011 y los 63.000 MW en 2016, por lo que manteniendo un



MAPA 2
LIMITACIONES AMBIENTALES SOBRE EL DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE

Territorio protegido (ZEPA + LIC + ENP)

ZEPA: Zonas de Especial Protección para las Aves

LIC: Lugares de Importancia Comunitaria

ENP: Espacios Naturales Protegidos

FUENTE: REE.

margen de cobertura razonable del orden del 10% adicional de potencia firme respecto a la punta demandada, harán falta importantes inversiones en generación y redes.

POSIBLES SEÑALES DE LOCALIZACIÓN EN LA RED

Podemos clasificar este tipo de señales en tres grupos: Las que se transmiten asignando los costes económicos a aquellos agentes que los generan (señales económicas); las que tratan de conseguir que la ubicación en la red no entre en conflicto con las posibilidades de la misma (señales de capacidad), y las que proporcionan a los agentes la información necesaria para minimizar la incertidumbre que afecta a los riesgos en que éstos incurrir (señales informativas).

Con respecto a las primeras, cabe indicar que la normativa actual (concretamente, el Real Decreto 1955/2000) ya prevé la aplicación de señales de pérdidas, de modo que únicamente se trataría de poner en marcha un mecanismo ya establecido. La utilización de esta clase de señales podría influir notablemente en los resultados de la casación de ofertas en el mercado mayorista, ya que el orden de mérito se vería afectado por la internalización de los costes asociados a las pérdidas correspondientes a cada instalación.

Pero el mismo argumento nos vale en sentido contrario: la ausencia de tales señales provoca que,

en la actualidad, haya unidades que puedan presentar sus ofertas ignorando una parte de los costes que provoca su puesta en marcha, mientras otras no puedan aprovecharse de su contribución a la reducción de las pérdidas medias del sistema, y ello no parece compatible con un régimen de libre competencia como el que existe en la actualidad.

Para hacernos una idea de la magnitud de estos costes, podemos considerar, por ejemplo, los datos proporcionados por Red Eléctrica de España en su página web, donde se comprueba que a partir del cálculo de unos coeficientes marginales de pérdidas en nudos de generación representativos del sistema eléctrico español, se obtiene desviaciones de más del 10% entre unas centrales y otras.

Dentro de las señales económicas podemos incluir también las derivadas de las restricciones existentes en la red de transporte. Como es bien conocido, actualmente, el mecanismo de resolución de congestiones es el de redespacho, cuya regulación se ha modificado recientemente para corregir algunos fallos de la normativa anterior. Este procedimiento se traduce en variaciones del nivel de producción asignado a cada agente, y no afecta al precio que perciben los que se ven afectados por el mismo.

Las unidades que se retiran dejan de participar en la cobertura de la demanda y las que se incorporan re-

ciben el importe exigido en su oferta. Además, el coste adicional originado por el redespacho sólo se repercute a los consumidores, entre los que se hace un simple reparto del mismo. El hecho de que no se atribuya ese coste a los distintos agentes (oferentes o demandantes), según su responsabilidad en la aparición de las congestiones conlleva, indudablemente, alguna pérdida de eficiencia económica. A nuestro juicio, se requeriría, como mínimo, que la existencia, más o menos sistemática, de congestiones tuviera alguna influencia sobre los cobros de los productores por garantía de potencia, ya que se está comprometiendo la capacidad del parque de generación para hacer frente a la demanda en determinados momentos.

Ello exigiría también que se habilitase un buen sistema de señales informativas para que los nuevos productores pudieran conocer la posible aparición de tales congestiones. De este modo, la transmisión de las señales derivadas de las congestiones existentes en la red de transporte no sólo tendría una finalidad económica: también serviría para reflejar los límites de capacidad de la misma.

Las actuales tarifas de red, que sólo abonan los demandantes, no contienen ninguna señal de localización, de modo que no incluyen ningún mecanismo mínimamente eficiente para asignar las responsabilidades en el coste de ampliación de las redes, ni para trasladar a los usuarios de las mismas sus límites de capacidad. En Pérez Arriaga (2005: 409) se presentan los resultados de la aplicación de un algoritmo que asigna el coste de la red de transporte entre sus usuarios, en función de la utilización que hace cada uno de la misma. Para los generadores, se obtiene un cargo medio de 2,3 €/MWh, con un intervalo que oscila entre 0 y 11 €/MWh (una vez eliminados algunos valores atípicos).

Aunque estos datos no son más que el fruto de la aplicación de uno de los diversos algoritmos posibles, y podrían variar si se emplease otro, nos dan una idea de la relevancia de la cuestión que estamos tratando. Es por ello que, nuevamente, volvemos a insistir en la necesidad de corregir este tipo de desviaciones, que pueden estar introduciendo distorsiones significativas en los resultados del mercado y son, desde luego, incompatibles con un entorno competitivo.

Por otra parte, debemos hacer hincapié en que las tarifas de red también pueden ser usadas como vehículo para enviar señales sobre las localizaciones que no plantean problemas de capacidad de transporte. Desde este punto de vista, las tarifas pueden contemplar la posibilidad de que los nuevos generadores efectúen pagos más elevados cuando su incorporación al sistema obliga a reforzar la red.

CONCLUSIONES ↓

En este trabajo se han analizado algunos de los problemas planteados por la gestión de las redes de transporte y del conjunto del sistema eléctrico en el contexto del proceso de liberalización que viene experimentando este sector.

Para resolver los problemas detectados, se ha propuesto reforzar los procedimientos de planificación, con el fin de garantizar que las redes se desarrollan en las zonas y los plazos previstos, y mejorar las señales informativas, para que los agentes puedan tener un mayor conocimiento de los riesgos que asumen. También se ha defendido la introducción de señales de localización, que permitan atribuir los costes a los agentes que son responsables de ellos y evitar que se tomen decisiones que pueden acabar provocando problemas de capacidad en el sistema.

Además de estas medidas, convendría estudiar otras que permitiesen mejorar la integración en el sistema eléctrico de la llamada «generación no gestionable», tanto en lo que se refiere a los requisitos técnicos exigidos a las instalaciones como en lo relativo a su conexión a la red. Asimismo, parece razonable que, dentro de las dificultades que plantea su gestión, se maximicen todas las posibilidades de conseguir un mayor control de la misma.

NOTAS ↓

- (1) Véase Hunt y Suttlewoth (1996) para un planteamiento general, o Pérez Arriaga (1997) y Ariño y López de Castro (1998) para un análisis del caso español.
- (2) Así se pone de manifiesto en De Quinto y López Milla (2006).
- (3) Véase Joskow y Schmalensee (1983).
- (4) Ver de Quinto (2001).
- (5) En Engelbrecht-Wiggans, Milgrom y Weber (1983) se reflexiona sobre el valor de la información en los concursos.
- (6) Los principios en que se basa la «regulación por incentivos» y sus ventajas frente al «reconocimiento del coste del servicio» se pueden encontrar en Sappington (1994) y Vogelsang (2002).
- (7) Véase Averch y Johnson (1962).
- (8) Ver Newbery (2002) o Atienza y de Quinto (2003) para el caso español.
- (9) FUENTE: REE.

BIBLIOGRAFÍA ↓

- ARIZU, B.; DUNN, W. H. y TENENBAUM, B. (2002): *Transmission System Operators – Lessons From The Frontlines*, Energy & Mining Sector Board Discussion Paper Series Paper n.º 4, junio, Washington, D.C.: World Bank.
- ARMSTRONG, M.; COWAN, S. y VICKERS, J. S. (1994): *Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience*, Cambridge: The MIT Press.
- ARIÑO, G. y LÓPEZ DE CASTRO, L. (1998): *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia*, Madrid: Montecorvo.
- ATIENZA, L. y DE QUINTO, J. (2003): *Regulación para la competencia en el sector eléctrico español*, Documento de Trabajo n.º 10, Madrid: Fundación Alternativas.

AVERCH, H. y JOHNSON, L. L. (1962): «Behavior of the firm under regulatory constraint», *American Economic Review*, vol. 52, diciembre, pp. 1052-1069.

DE QUINTO, J. (2001): «Revisión del marco regulador de las actividades de Red Eléctrica de España», *Cuadernos de regulación y políticas públicas*, Granada: Comares – Fundación de Estudios de Regulación.

DE QUINTO, J. y LÓPEZ MILLA, J. (2006): «Los problemas de desarrollar las redes de transporte en un entorno competitivo», *I Congreso de la Asociación Española para la Economía Energética*, Madrid, 16-17 de enero.

ENGLBRECHT-WIGGANS, R.; MILGROM, P. R. y WEBER, R. J. (1983): «Competitive bidding and proprietary information», *Journal of Mathematical Economics*, vol. 11, pp. 161-169.

ETSO (2005): *Comparison on transmission pricing in Europe: Synthesis 2004*, Bruselas: European Transmission System Operators, disponible en <http://www.etsa-net.org/upload/Documents/08-04-05%20Synthesis%202004%20FINAL%20%20.pdf>.

HUNT, S. y SHUTTLEWORTH, G. (1996): *Competition and choice in electricity*, Nueva York: Wiley.

JOSKOW, P. L. y SCHMALENSSEE, R. (1983): *Markets for power: An analysis of electric utility deregulation*. Cambridge: MIT Press.

JOSKOW, P. L. (2001): *Regional Transmission Organizations: Don't Settle For Nth Best (N > 1)*, Presentación disponible en http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=552.

NEWBERY, D. M. (2002): «Regulating Unbundled Network Utilities», *Economic and Social Review*, vol. 33, n.º 1 pp. 23-42.

PEACOCK, A. T. y ROWLEY, CH. K. (1972): «Welfare economics and the public regulation of natural monopoly», *Journal of Public Economics*, vol. 1, pp. 227-244.

PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1997): «Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica», *Revista de Economía Industrial*, n.º 316, pp. 27-42.

PÉREZ ARRIAGA, J. I. (2005): *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

SAPPINGTON, D. E. M. (1994): «Designing incentive regulation», *Review of Industrial Organization*, vol. 9, n.º 3, pp. 245-272.

VOGELSANG, I. (2002): «Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective», *Journal of Regulatory Economics*, vol. 22, n.º 1, pp. 5-27.