



Juan José Sánchez Domínguez

Ingeniero Industrial del ICAI por la Universidad Pontificia Comillas de Madrid (2002). Es Investigador en Formación del Instituto de Investigación Tecnológica de la E.T.S. de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas, en el Área de Planificación y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica.



José Ignacio Pérez Arriaga

José Ignacio Pérez Arriaga (Ingeniero Industrial Eléctrico del ICAI, PhD y Master of Science en Ingeniería Eléctrica por el MIT) es Profesor Propio Ordinario en la Universidad Pontificia Comillas, donde ha sido Director durante 11 años del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) y Vicerrector de Investigación. Director y profesor del Programa de Master en "Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico". Ha sido Vocal de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y es miembro de número de la Real Academia Española de Ingeniería.

La capacidad de interconexión y el poder de mercado en sistemas eléctricos semi aislados como el español

La implantación del Mercado Interior de Electricidad Europeo constituye uno de los mayores retos que tiene planteados la Unión Europea en el campo de la energía. Existen en la actualidad diversas dificultades para llevar a cabo la constitución de este mercado de una manera eficiente, y entre ellas han adquirido especial importancia las infraestructuras energéticas europeas, y más en concreto las interconexiones eléctricas entre distintos países. En este artículo se presenta una revisión general de la situación actual de las mismas y se realiza un estudio para tratar de responder a la pregunta siguiente: ¿Es suficiente, y hasta qué punto está justificado, un aumento en la capacidad actual de las interconexiones para tratar de obtener unos niveles razonables de competitividad en el sector eléctrico en cada uno de los Estados Miembros y en el conjunto de la Unión Europea?

"Unas redes de energía y de transporte potentes e integradas son la columna vertebral del Mercado Interior Europeo. Una mayor apertura del mercado, una normativa apropiada, un mejor uso de las redes existentes y completar las conexiones restantes aumentará la eficiencia y la competencia y garantizará un nivel adecuado de calidad, al tiempo que reducirá la congestión y reforzará por tanto la sostenibilidad". Así concluía el Consejo Europeo de Barcelona de Marzo de 2002, en el apartado referente a la integración de las redes europeas de energía, transporte y comunicaciones [1]. En este Consejo, entre otros objetivos energéticos de trascendencia, se acordaba asumir el que los Estados miembros deberán tener un nivel mínimo de interconexiones eléctricas de al menos el 10 % de su capacidad de producción instalada para 2005, indicando a su vez que las necesidades de financiación deberían cubrirse prin-

cialmente gracias a las empresas implicadas.

Con estas conclusiones, el Consejo Europeo no hacía sino incidir de una forma más específica y decisiva sobre un tema de vital importancia que se venía tratando desde tiempo atrás: la importancia del desarrollo y mantenimiento de una infraestructura europea integrada con vistas a mejorar el funcionamiento del Mercado Interior de la energía y garantizar la seguridad de su suministro, sin olvidar otros aspectos relacionados con el medio ambiente y la cohesión europea. El debate desarrollado en el Libro Verde de la Comisión [2], "Hacia una nueva estrategia europea de abastecimiento energético", la discusión de la nueva propuesta de Directiva sobre reglas comunes para el Mercado Interior y del proyecto de reglamento sobre intercambios fronterizos [3], la comunicación de la Comisión sobre la "Infraestructura energética europea" [4] y la propuesta de

modificación de las orientaciones sobre redes transfronterizas en el sector de la energía [5], son documentos recientes que hacen ver la importancia y dificultad de este tema.

Un claro ejemplo de esta importancia es que un primer efecto inevitable del inicio del Mercado Interior está siendo la congestión de las interconexiones entre varios sistemas nacionales, porque éstas fueron en un principio diseñadas por razones de seguridad y de cooperación comercial controlada, pero no como medio para el comercio a gran escala entre los Estados, que es lo que ocurre en el Mercado Interior. En la práctica esto conlleva el mantenimiento indeseable de la compartimentación de los mercados, en beneficio de las empresas con posición dominante que pueden conservar así, tanto la protección de sus propios mercados como el disfrute de las posibles rentas de congestión. Se pone así de manifiesto la falta de infraestructuras e interconexiones en el contexto del Mercado Interior, en especial, en las áreas periféricas.

Se puede intuir, por lo tanto, que disponer de infraestructuras adecuadas y de acceso a las mismas en condiciones no discriminatorias es tan esencial para la creación de un Mercado Interior de Electricidad y Gas como la propia apertura del mercado, concretándose la importancia de las infraestructuras en que:

- Constituyen el soporte físico del Mercado Interior. Las interconexiones entre los distintos sistemas posibilitan la integración de los mercados abriéndolos a una diversidad de competidores y mejoran por lo tanto la eficiencia de dichos mercados.
- Contribuyen a una seguridad común al compartirse más fácilmente la diversificación de los suministros y los márgenes de reserva.
- Mejoran la accesibilidad al mercado de recursos renovables y autóctonos, ayudan a cumplir las obligaciones de servicio público o de interés general y ayudan también a la cohesión social y económica al integrar las zonas más remotas o aisladas.

Dentro de este contexto, el presente artículo trata de analizar de qué manera y en qué cuantía influiría un reforzamiento de las interconexiones, mediante un aumento de su capacidad, en el caso concreto de la interconexión España-Francia, sobre los aspectos anteriormente citados. Se estudia la influencia, única y exclusivamente, en la eficiencia del funcionamiento del mercado mayorista eléctrico español, tratando de ver qué cantidad de capacidad comercial efectiva sería necesario añadir a la actual (1000 MW aproxi-

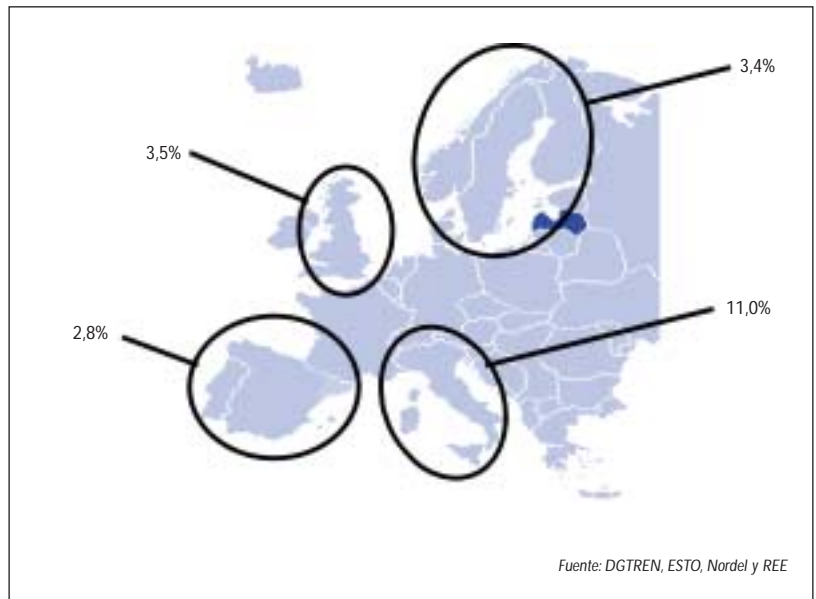


Figura 1. Ratios entre capacidad de interconexión y punta de demanda

madamente), para que los niveles de concentración empresarial y el posible ejercicio de poder de mercado que se podría derivar de ellos, se redujeran a niveles de competencia razonables. Se quiere aclarar desde un primer momento que no se ha pretendido modelar con fidelidad el comportamiento del mercado eléctrico español, con sus muchas complejidades regulatorias que lo afectan de forma relevante, sino un mercado de características físicas y económicas similar al español y que pueda servir como referencia para otros sistemas semejantes.

Antes de entrar en detalle en el estudio llevado a cabo, convendría hacer una revisión de la situación actual de las infraestructuras, tanto en Europa en general, como en el caso concreto de la interconexión España-Francia.

Situación actual de las infraestructuras

Si comparamos el mercado eléctrico europeo con los mercados regionales de otras partes del mundo, se puede decir que el mercado europeo se encuentra bien interconectado. Sin embargo, muchas de las líneas de interconexión están saturadas frecuentemente y algunos de los Estados miembros se encuentran relativamente aislados, con capacidades de interconexión muy limitadas con sus países vecinos. El sistema eléctrico europeo consta de una zona central formada por Alemania, Francia, Bélgica, Austria, Suecia, Luxemburgo y Países Bajos, bastante bien interconectada, y seis satélites, a saber, Península Ibérica, Italia, Gran Bretaña, Escandinavia/Nordel, Irlanda/Irlanda

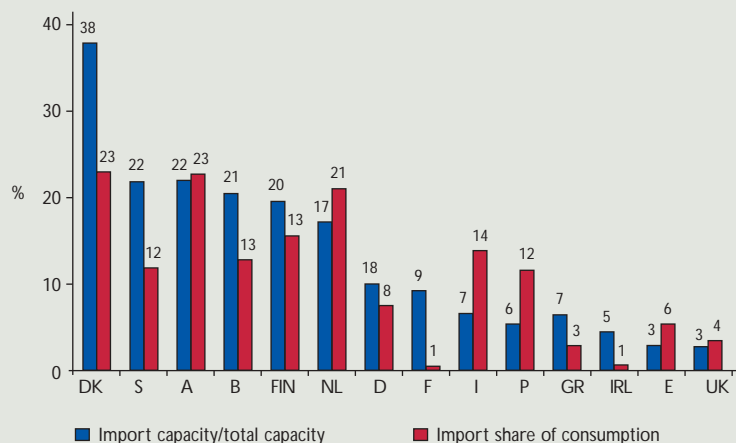
del Norte y Grecia, mucho más limitados en sus interconexiones (ver Figura 1).

Un indicador interesante del nivel de desarrollo de las interconexiones, en el caso de la electricidad, se obtiene comparando la capacidad de intercambio de un Estado respecto a la punta máxima o a la capacidad total instala-

da. Según los datos de la asociación ETSO (European Transmission System Operators) y de la Comisión Europea, y como se puede observar en la figura 2, existe una gran disparidad, siendo este ratio en algunos Estados superior al 20%, mientras que en otros está próximo al 5%, o no llega a él, como es el caso de España. Esto, unido a que un grupo de Estados miembros utiliza su capacidad de importación de forma intensiva, y que otros no han adoptado medidas adecuadas para asignar la capacidad o que tienen acuerdos de reserva de capacidades a largo plazo que no aplican los criterios de "utilización o pérdida", hace que en muchos casos estas interconexiones estén congestionadas (ver Cuadro 1) o infrautilizadas, lo cual conlleva efectos perniciosos tanto en cuestiones de competencia como de seguridad del abastecimiento.

En el momento actual no es posible pronunciarse aún sobre cual sería el ratio óptimo deseable para cada país, debido a que esto depende de múltiples factores como son el coste de la interconexión, la competitividad relativa entre zonas o la forma en que se aborda la cuestión de la congestión. Sin embargo, es evidente que por debajo de un nivel mínimo no existe conexión real desde el punto de vista de integración de los mercados. Por ello se considera como muy importante

Figura 2. Capacidad de interconexión/capacidad total instalada y cuota de importación de electricidad



DK=Dinamarca; S=Suecia; A=Austria; B=Bélgica; FIN=Finlandia; NL=Holanda; D=Alemania; F=Francia; I=Italia; P=Portugal; GR=Grecia; IRL=Irlanda; E=España; UK=Reino Unido

Fuente: ETSO y Comisión Europea

Cuadro 1. Existencia de congestión en los interconectores

Conexión	Congestión o no	Método de Asignación	Diferencia de precios entre mercados limítrofes (€/MWh)	Precio medio de la capacidad de interconexión (€/MWh)
Dentro de Nordpool	Sí, esporádica	Ligado al mercado de contado		
DK-D	Sí, en la frontera D	Subasta	3,0	1,62
B-NL	Sí, en la frontera NL	Subasta	no procede	3,01
D-NL	Sí, en la frontera NL	Subasta	5-25	10,75
F-UK	Sí, en UK	Subasta con precio mínimo	0-10	5,75
E-P	Sí, esporádica	Parte subasta, parte mercado al contado	4,0	
F-E	Sí, en E	"Primero en llegar, primero en servir", Prioridad para los contratos de larga duración	6-15	-
F-B	Sí, en BE/NL	"Primero en llegar, primero en servir", Prioridad para los contratos de larga duración	9,0	-
F-I	Sí, en IT	Prorrato, prioridad para los contratos de larga duración	aprox. 30	-
A-I	Sí, en la frontera IT	"Primero en llegar, primero servido"	n.a.	-

DK=Dinamarca; A=Austria; B=Bélgica; NL=Holanda; D=Alemania; F=Francia; I=Italia; P=Portugal; E=España; UK=Reino Unido

Fuente: Comisión Europea

el paso que se ha dado en el Consejo Europeo de Barcelona respecto al nivel mínimo de interconexiones entre los Estados (10%) aunque, como veremos, se trata de una cifra política que en general no responderá a las necesidades específicas de cada caso.

En cuanto al caso concreto de la interconexión España-Francia, cabe decir que se trata de uno de los cuellos de botella críticos en el Mercado Interior Europeo. Este interconector sólo representa el 2% de la capacidad total de la Península Ibérica y está congestionado casi siempre. Además de que el método de asignación de capacidad no es efectivo, la congestión viene agravada porque la mitad de la capacidad (550 MW) está ocupada por los contratos de larga duración para el suministro Francia-España y porque no se aplican las normas de usar o perder.

Esta capacidad se ha intentado ampliar en varias ocasiones, pero nunca se ha llegado a llevar a cabo. En la actualidad, EDF y RTE se han comprometido a adoptar todas las medidas necesarias para aumentar la capacidad comercial de la interconexión hasta unos 4000 MW, pasando así la capacidad del 2% (capacidad de intercambio respecto a la capacidad total instalada) al 7% para la Península Ibérica, y al 8% para España. Sin embargo, los plazos no están claramente definidos y es difícil saber si estas ampliaciones serán lo suficientemente rápidas o importantes como para que se alcancen los objetivos de mayor eficiencia económica en el Mercado Interior y mayor seguridad de abastecimiento.

Objetivos del estudio

Ante la perspectiva anterior, es necesario preguntarse cuánta capacidad de interconexión sería suficiente añadir en la frontera hispano-francesa para resolver los problemas ya comentados. Es evidente que ésta será diferente para resolver el problema de la congestión que para aumentar la eficiencia del funcionamiento del mercado español, reduciendo sus actuales niveles de concentración.

En el presente artículo se recogen los resultados de un estudio, que trata de obtener una idea cuantitativa del valor de la capacidad de interconexión necesaria para disminuir el posible ejercicio de poder de mercado que pudiera haber en el mercado eléctrico español, como consecuencia de la concentración horizontal existente. En este contexto, se entiende como poder de mercado la capacidad, que tiene un agente productor, para mante-

ner el precio por encima de los niveles óptimos competitivos durante un intervalo de tiempo.

No es objetivo de este artículo, sin embargo, entrar en polémicas sobre cuál sería el nivel óptimo de concentración horizontal, que difiere, claro está, del mercado relevante que se esté considerando. Lo que es un hecho es que, a medida que existen más competidores y estos son más semejantes en tamaño, su comportamiento varía tendiendo hacia la denominada competencia perfecta, en la cuál se conseguiría la máxima eficiencia del mercado. Así pues, este artículo trata simplemente de dar medidas cuantitativas de este hecho considerando como mercado relevante únicamente el español, ya que teniendo en cuenta el nivel de interconexión existente entre la Península Ibérica y el resto de Europa, la Península Ibérica constituye prácticamente una isla eléctrica y sus problemas de concentración horizontal hay que estudiarlos separándola de éste. De esta manera, el artículo no entra a valorar, por ejemplo, la viabilidad técnica de un aumento de la capacidad de las líneas de transporte que interconectan el sur de Francia con el noreste de España, y no considera por tanto las características de la red, salvo, claro está, su capacidad máxima de interconexión.

En concreto, los resultados se centran en los precios medios del mercado eléctrico español para diferentes capacidades de interconexión entre España y Francia, si bien se define también una medida que recoge más claramente el efecto del ejercicio de poder de mercado y que se comentará más adelante.

Modelado del mercado eléctrico español. Hipótesis principales

Para la obtención de resultados se han diseñado dos modelos matemáticos que simulan el funcionamiento del Mercado Mayorista Eléctrico Español de forma suficientemente realista bajo un punto de vista físico [6], [7], [8]. Como se indica más adelante, no se ha pretendido reproducir las características específicas del marco regulatorio español actual, por lo que los resultados han de ser interpretados con cautela. Uno de los modelos hace referencia a un comportamiento de los agentes generadores bajo condiciones de competencia perfecta, es decir, con cada uno de los agentes ofertando en el mercado el coste marginal de corto plazo de cada uno de sus grupos de generación. El segundo, por su parte, simula el mismo mercado pero bajo las condiciones más realistas de oligopolio, es-

to es, con cada agente generador tratando de maximizar su beneficio pudiendo para ello modificar el precio. Sin embargo, como más adelante se explica, no se han tenido en cuenta algunos condicionantes muy relevantes para el funcionamiento del mercado mayorista español, que afectan significativamente el comportamiento oligopolista de las empresas españolas. El primer modelo sirve de punto teórico de comparación con el modelo oligopolista, que se ajusta más al comportamiento de los agentes en la mayoría de los mercados eléctricos. Estos modelos, con las hipótesis y características que se comentan a continuación, y con unos datos lo más realistas posibles teniendo en cuenta la dificultad de ser exactos en este aspecto debido a la confidencialidad de los mismos en el marco liberalizado actual, dan como resultado los producciones de cada unidad generadora, así como los precios de mercado, para unos niveles de carga definidos (laborable y festivo, punta, llano y valle) en cada unidad de horizonte temporal considerada (en este caso, los doce meses del año).

Las principales características e hipótesis de estos modelos son:

- Ambos consideran toda la generación como si estuviese conectada a un único nodo, es decir, sin tener en cuenta restricciones de red, característica bastante común en modelos de estimación de precios en mercados semejantes al español.
- Los dos modelos son de horizonte anual y deterministas, es decir, que no consideran las incertidumbres propias de variables tales como la hidráulicidad, la demanda, la disponibilidad de los grupos o el comportamiento estratégico de los agentes competidores en el caso oligopolista.
- Se simula un año real, en concreto el 2001, con datos suficientemente realistas proporcionados en su mayor parte por REE y por la CNE, salvo para la capacidad comercial de interconexión entre España y Francia, la cuál se varía para obtener los distintos casos de estudio, a saber: 1150 MW (aproximadamente el valor actual), 4550 MW (de los que 550 MW corresponden al actual contrato de suministro entre EdF y REE), 7550 MW y 10550 MW de interconexión.
- Se ha llevado a cabo una representación extrema del comportamiento del mercado oligopolista ya que, como se indicó anteriormente, no se han tenido en cuenta los efectos de los contratos a largo plazo, la integración vertical o el pseudo price cap resultante

de la aplicación del método de las diferencias en la remuneración de los costes de transición a la competencia. Tampoco se ha tenido en cuenta el indudable efecto disuasorio, sobre el potencial abuso de poder de mercado, de la vigilancia de los mercados por las instituciones que velan por la competencia. Lo anterior tiene importantes implicaciones a la hora de interpretar los resultados del modelo, pues estos de ninguna manera representan la realidad del sistema español. Los resultados corresponden a un hipotético sistema español con un comportamiento oligopolista "desenfrenado", como si no actuase ninguno de los elementos mitigadores del ejercicio del poder de mercado que se acaban de señalar. La única utilidad que se pretende del modelo es la cuantificación del efecto mitigador puro que sobre el poder de mercado tiene el incremento de capacidad de las interconexiones.

- Portugal, Marruecos y el resto de Europa son modelados como agentes externos competitivos, cada uno de ellos con una capacidad de interconexión determinada, así como con unas características de compra y de venta de energías concretas. Esto es, las importaciones y exportaciones son simuladas como bloques de potencia, cada uno con un precio y capacidad. Este modelado es cuestionable en el caso del sistema portugués, cuya relación con alguno de los agentes del mercado mayorista español es estrecha. Para la interconexión con Francia se han considerado cinco bloques de importación, uno correspondiente al actual contrato de suministro de EdF a REE, y los otros cuatro correspondientes a los cuatro mercados más relevantes europeos que podrían competir en el mercado eléctrico español por su situación geográfica (los dos mercados alemanes, el holandés y el francés), tomando como datos de precios para estas importaciones datos históricos del mismo año que se ha simulado (2001). En determinados meses de este año (Noviembre, Diciembre, Enero) los precios en estos mercados europeos fueron más altos de lo normal por lo que parte de los resultados se ven afectados por este motivo.

Con estas hipótesis se ejecutan ambos modelos de tal manera que en cada uno de ellos se obtienen los precios y las producciones resultantes en cada nivel de carga considerado, siendo estos niveles en cada uno de los modelos iguales en cuanto a la demanda cubierta, para que pudieran ser comparados. Esta demanda es dato en el caso de compe-

tencia perfecta, mientras que en el caso de oligopolio es el resultado de cruzar las curvas de oferta de todos los agentes con la curva de la demanda en cada nivel de carga.

Resultados

Con las ejecuciones realizadas de los casos anteriormente descritos se obtienen una serie de resultados (precios, cuotas de mercado de los agentes, balances importación/exportación, producciones de los grupos y centrales hidráulicas, etc.) que permiten estudiar en detalle el funcionamiento del mercado bajo las hipótesis anteriormente comentadas. Aquí, sin embargo, únicamente se muestra la medida que se ha considerado como más adecuada para medir el efecto del ejercicio de poder de mercado en el mercado mayorista de electricidad, que es lo que se trata de ver en este estudio en particular.

Para poder ver en detalle en qué proporción se acercan los precios de mercado bajo condiciones de oligopolio a los del mercado competitivo, a medida que se aumenta la capacidad de interconexión entre España y Francia, se introduce lo que aquí se ha llamado índice de Lerner modificado, que viene dado por la ecuación:

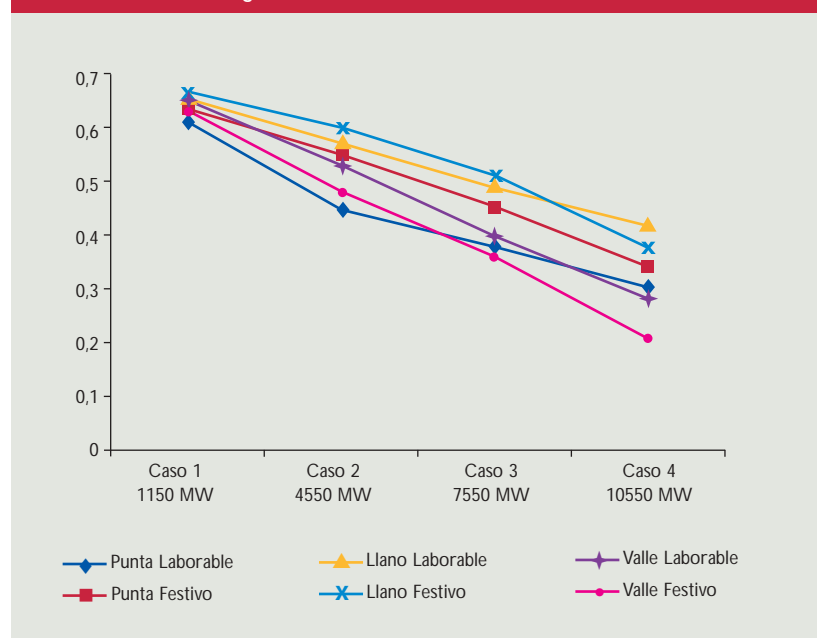
$$\text{Índice de Lerner Modificado} = (\pi - \text{CM}) / \text{CM}$$

En esta fórmula, π es el precio resultante del equilibrio de mercado bajo condiciones de oligopolio para un determinado nivel de carga. Por su parte, el término CM es el coste marginal del grupo que estaría operando al margen en el mercado bajo condiciones competitivas para el mismo nivel de carga que antes, es decir, el precio del mercado bajo condiciones competitivas en ese nivel de carga.

De esta manera, este índice de Lerner modificado vendría a significar el ratio por unidad, del incremento o mark-up del precio del mercado oligopolista respecto al precio del mismo mercado bajo condiciones de competencia perfecta, que da una idea de lo que se separa el precio del mercado oligopolista de su ideal de competencia perfecta. Esta medida da más información que el índice de Lerner original para lo que este artículo quiere estudiar, ya que en el original, el término CM es el coste marginal del generador al margen cuando se está ejerciendo el poder de mercado que resulta en el precio π .

Los resultados de este índice para cada uno de los cuatro casos ejecutados en cada modelo, y para cada nivel de carga del año, se

Figura 3. Índice de Lerner Modificado



muestran a continuación (ver Figura 3).

En esta Figura se puede observar como, efectivamente, a medida que se aumenta la capacidad de interconexión entre los dos países, el índice de Lerner modificado se hace cada vez más pequeño, es decir, los precios de ambos modelos para cada nivel de carga tienden a parecerse cada vez más.

Esto era de esperar, ya que como se comentó en la introducción del artículo, una mejora en la capacidad de las interconexiones entre países aumenta la competencia en los mercados mayoristas eléctricos de los mismos al incrementar su tamaño tanto el mercado relevante como el número de competidores de dichos mercados. Ahora bien, ¿en qué cuantía se ve reducido ese hipotético ejercicio de poder de mercado o se ve aumentada la competencia del mercado al aumentar la capacidad comercial de interconexión? Como se puede extraer de los resultados de la figura 3, para reducir el índice de Lerner modificado a la mitad aproximadamente, habría que llevar a cabo un aumento de la capacidad de la interconexión desde los 1150 MW actuales, hasta unos 10550 MW, lo que supone una enorme inversión en capacidad de interconexión. Además, incluso habiéndose reducido a la mitad el valor del índice, todavía se continúa en una situación de poder de mercado considerable. Dado que los precios del mercado eléctrico español no parecen presentar valores de mark up en absoluto semejantes a los de la figura 3, es evidente que las medidas de tipo regulatorio, ya

sean de tipo preventivo o correctivo, son más eficaces para limitar el potencial abuso de poder de mercado que el mero aumento de capacidad de interconexión.

Conclusiones

La Unión Europea persigue desde hace tiempo la creación de un mercado competitivo para la electricidad que abarque a todos sus Estados miembros, y dónde no sólo los consumidores tengan la oportunidad de elegir suministrador, sino también donde no existan los actuales impedimentos para los intercambios internacionales de electricidad. La electricidad debería, en la medida de lo posible, fluir entre los Estados miembros con la misma facilidad que lo hace dentro de cada uno de ellos.

Mejorar estos flujos en las interconexiones incrementaría la competencia real en los mercados mayoristas, lo cual conduciría a la eficiencia económica en el sector, aportando beneficios a los consumidores en términos de precios más bajos de la energía y un servicio mejorado.

Para conseguir estas mejoras se hace totalmente indispensable, además de unos buenos métodos de tratamiento de congestiones en las interconexiones eléctricas entre países y una normalización de las tarifas en toda la Unión Europea, un aumento de la capacidad de las interconexiones que, en muchos casos, constituyen cuellos de botella dentro del Mercado Interior de Electricidad.

De este artículo se concluye que, para el caso del aumento de la competencia en el sector, y por lo tanto de la eficiencia económica en el mismo, este aumento de la capacidad de intercambio es absolutamente necesario, pero no suficiente. Efectivamente, un aumento de la capacidad de las interconexiones conlleva una mejora en la eficiencia del mercado eléctrico con unos precios más bajos y más cercanos al ideal de competencia perfecta. Ahora bien, para llegar a ese ideal y reducir a niveles suficientemente razonables el hipotético ejercicio del poder de mercado, se necesita una enorme inversión en capacidad de interconexión que haría que este objetivo resultara en muchos casos inviable.

Los resultados de este artículo no reflejan con perfecta exactitud los efectos que un aumento en la capacidad de interconexión tendría sobre el funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad (en este caso el español) ni en los precios resultantes de éste

debido a que, como se comenta en el apartado de hipótesis, se considera un mercado sin muchas de las normas regulatorias que hoy en día ayudan a mantener el precio dentro de unos márgenes razonables de competencia. Sin embargo, sí dan un orden de magnitud de la cantidad de capacidad comercial de interconexión que sería estrictamente necesaria para mejorar las condiciones de competencia bajo el punto de vista de la estructura de mercado.

Así pues, es clara la conveniencia de un aumento de capacidad en las interconexiones de los Estados miembros de la Unión Europea a la hora de constituir el Mercado Interior de Electricidad. No obstante, esto no implica necesariamente que ésta sea una medida suficiente, ni tampoco económicamente justificada, de forma que otras medidas, de carácter regulatorio preferentemente, deberían de acompañar el aumento de la capacidad de interconexión para alcanzar el tan ansiado objetivo de un mercado eléctrico competitivo a nivel europeo. ■

Referencias

- [1] Consejo Europeo de Barcelona, "Conclusiones de la Presidencia", 15 y 16 Marzo, 2002.
- [2] Comisión de las Comunidades Europeas, "Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético", COM (2000)769, Noviembre, 2000.
- [3] Comisión de las Comunidades Europeas, "Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Realización del mercado interior de la energía", COM(2001) 125 final, Bruselas, 13 Marzo, 2001.
- [4] Comisión de las Comunidades Europeas, "Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Infraestructura energética europea", COM(2001) 775 final, Bruselas, 20 Diciembre, 2001.
- [5] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, "Conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía", POSICIÓN COMÚN (CE) N° 10/2003, 6 Febrero, 2003.
- [6] J.J. Sánchez, "Influencia de la capacidad de las interconexiones en el Mercado eléctrico español", Proyecto Fin de Carrera, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, Junio 2002.
- [7] C. Meseguer, I.J. Pérez Arriaga, G. De Cuadra, A. Ramos, E. García Viñas, F. Pérez Thoden, "MARGEN: Un modelo para estudios estratégicos de la expansión y explotación de la generación", IV Portuguese-Spanish Conference on Electrical Engineering, Oporto, July 1995.
- [8] J. Barquin, E. Centeno, J. Reneses, "Medium-Term Generation Programming in Competitive Environments: a New Optimization Approach for Market Equilibrium Computing", IEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution, Accepted September, 2003