

**El mercado europeo de la electricidad reconsiderado:
liberalización e integración “versus” concentración y dominancia**

*The European electricity market reconsidered: Liberalization and
integration "versus" concentration and dominance*

Isabel SOARES

CEF.UP- Centro de Economía e Finanças da UP
Faculdade de Economia. Universidade do Porto (Portugal)
isoares@fep.up.pt

Andrés FAIÑA MEDIN

Catedrático Jean-Monet de Economía Industrial Europea
Dpto. Análisis Económico. Universidad de la Coruña
fai@udc.es

José LÓPEZ RODRÍGUEZ

Profesor Contratado Doctor del Dpto. Análisis Económico
Universidad de la Coruña
jolopez@udc.es

Laura VARELA CANDAMIO

Profesora Contratada del Dpto. Análisis Económico
Universidad de la Coruña
laura.varela.candamio@udc.es

Recepción: Septiembre 2010

Aceptación: Diciembre 2010

RESUMEN

Este trabajo se ocupa de las cuestiones sobre el poder de mercado y la información en el proceso de creación del Mercado Europeo de la Electricidad. La experiencia internacional se analiza y reconsidera de acuerdo con la encuesta más reciente sobre aspectos críticos del mercado eléctrico. El campo de análisis se amplía para mostrar que el poder de mercado no está solamente conectado con la concentración de activos, sino también con la libertad de entrada y la combinación de poder de mercado local, vertical y otros factores clave como las restricciones de red y la capacidad de interconexión.

Palabras Clave: Mercado Europeo de Electricidad, Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

Clasificación JEL: L94, L5.

ABSTRACT

This work deals with issues of market power and information in the process of creation of the European electricity market. International experience discusses and reconsiders according to the latest survey on critical aspects of the electricity market. The field of analysis expands to show that market power is not only connected with the concentration of assets, but also with the freedom of entry and a combination of market local power and other key factors as network restrictions and interconnection capacity.

Keywords: European Electricity Market, European Cooperation of the Regulators of the Energy Agency.

JEL Classification: L94, L5.



1. INTRODUCCIÓN

Desde la primera Directiva sobre la Liberalización en el Sector Eléctrico (96/92/EC) se ha desarrollado un proceso complejo de reestructuración y desregulación del mercado eléctrico. En la actualidad, la apertura de mercado está ligeramente por encima del 90 %. Las Directivas CE han supuesto un acercamiento exitoso, centrado en la liberalización de mercado.

No obstante, los bajos niveles de costes de cambio y las enormes pérdidas sufridas por los nuevos entrantes – como consecuencia, abandono del mercado - parece indicar una situación de apertura legal más que una apertura real. Excepto el Reino Unido y países del Pool del Norte, esto puede conllevar a un importante reparto del mercado(s) de electricidad europea (y el gas natural).

Se pueden identificar graves deficiencias en la estructura competitiva actual del mercado. Estas deficiencias o carencias están relacionados con: la dificultad para separar actividades de generación y distribución, estructuras de mercado muy concentradas, conexiones de red insuficientes y diferencias significativas entre los costes de red y precios al por mayor.

Las distorsiones del mercado del gas natural siguen siendo cruciales, al ser el gas uno de los combustibles fundamentales para la generación de electricidad en varios Estados Miembros. Los problemas de la estructura de mercado no competitiva y la deficiente regulación para la transmisión y almacenaje afectan tanto al mercado de gas como de electricidad.

El problema de la concentración parece crónico. Además, tanto la Comisión Europea como los reguladores nacionales afrontan dificultades crecientes para controlar fusiones tanto en cada uno de los mercados, como entre empresas con actividades en tales mercados, lo que es particularmente problemático para una competencia justa. La ayuda estatal a “Los Campeones Nacionales” es todavía un problema en la medida en que esto puede ayudar a la concentración. El sector de electricidad se caracteriza por las grandes inversiones a largo plazo, de modo que los recursos estatales pueden tener importantes efectos de obstaculización de la competencia (Lowe, 2006).

El presente trabajo está organizado de la siguiente manera:

- La Sección 2, parte de la reforma del sistema británico y del Pool NETA: se discuten los motivos detrás de la reforma y las consiguientes reacciones del mercado.

- La Sección 3 trata de la nueva clase de restricciones a la liberalización y la integración.
- La Sección 4 propone un juego de regulación entre un grupo clave de compañías eléctricas, el regulador y los clientes. Nuestro principal objetivo es analizar la entrada creíble como un factor fundamental para un proceso exitoso de liberalización
- La Sección 5, muestra las principales conclusiones y comentarios finales, derivados de un esquema de regulación flexible y la oportunidad perdida de la creación de una Comisión Reguladora de la Energía con capacidad efectiva de intervención a nivel europeo. Ambos aparecen como condiciones indispensables para garantizar la credibilidad de la libertad de entrada al mercado, como un instrumento para hacer una correcta selección de fusiones y adquisiciones y también de los posibles efectos de participaciones de propiedad cruzada de empresas integradas verticalmente.

2. ESTRUCTURA Y DISEÑO DEL MERCADO: EL CASO BRITÁNICO

Como otras muchas industrias de red (telecomunicaciones, ferrocarriles, aviación civil, servicios postales, etc.) la electricidad y el gas tienen características peculiares: significativas economías de escala o enfoque (que llevan a monopolios naturales); externalidades de largo alcance en la producción y el consumo y un grado elevado de integración vertical y horizontal. Estas características explican porque la introducción de mecanismos competitivos y la creación de mercados abiertos impactaron tanto impactos innovadores como de ruptura (Joskow and Schmalensee (1983); Baumol and Sidak (1994)).

Desde los años noventa la política de energía de la UE introdujo cambios amplios y profundos en los mercados de electricidad y gas natural que han modificado completamente el viejo paradigma energético. Se han aprobado tres Directivas de electricidad: 1996, 2003 y 2009. Estas Directivas, como indica Pollitt (2009), no limitaron su efecto a la UR, sino que tuvieron también un impacto muy significativo en la política energética de los países del Espacio Económico Europeo, que incluye a Noruega y Suiza (dos países no miembros de la UE). La lógica de las Directivas era clara. Las actividades de transmisión y distribución son monopolios naturales y sus precios deberían fijarse por un Regulador independiente, pero las ventas en mercados mayoristas y la comercialización minorista de electricidad podrían hacerse competitivas. De esta manera los precios se fijarían de acuerdo con las reglas de competencia en los mercados con arreglo al supuesto fundamental que los mercados competitivos son más eficientes que los de monopolio. El resultado final debería llevar a precios más bajos para los consumidores finales.



El proceso de liberalización ha sido una labor dinámica que implicaba problemas muy complejos: la ampliación de los mercados nacionales y regionales, la reducción de las barreras de entrada para los nuevos competidores en la generación y la venta minorista, la reforma de la regulación de la transmisión y la distribución haciendo hincapié en los incentivos y necesidades de inversión en las redes, considerando además las necesidades propias de la expansión de las energías renovables con unidades de generación dispersas y con regímenes de producción intermitentes. La puesta en marcha de órganos y mecanismos independientes de regulación se reveló también como un factor clave para el éxito de las reformas. No obstante, a pesar de que el enfoque de las Directivas europeas es mucho más amplio, el tema de la separación de actividades integradas verticalmente (“unbundling”) se situó en el centro de la controversia sobre la mejor estrategia para romper las persistentes barreras al comercio transfronterizo, a la inversión y a la competencia extranjera (Buchan, 2007).

No obstante, la experiencia británica pionera y la sustitución del sistema Pool, creado en 1990, por los NETA (New Electricity Trading Arrangements) en 2001, todavía ofrecen algunas lecciones importantes (Newbery, 2005) sobre la Economía de la Energía y la Regulación Económica. Merece la pena reconsiderarlos.

Lección n°1: La separación de propiedad entre la transmisión y la generación sigue siendo crucial para lograr reducciones de coste en contraste con la integración vertical.

Lección n°2: La importancia de los mecanismos para visualizar el poder de mercado y los instrumentos para que el regulador puede tratar con esta clase de problemas. De hecho, aunque dos empresas (price-maker) fijaran precios inferiores a lo que se podría esperar según su importancia en el mercado, continuaban reteniendo y ejerciendo poder de mercado mediante contratos de suministro. Siguieron así aumentando siempre su margen de precio/costo. El techo de precios sobre el precio medio al por mayor impuesto en 1994 no fue suficiente para controlar el poder de mercado. Su reducción solamente se logró en 1996 mediante una desinversión de 6000 MW a una tercera empresa. Sin embargo, al final, el regulador no fue capaz de reducir el margen de precio/costo. ¡Los generadores cambiaron su poder horizontal de mercado por la integración vertical en el suministro!

A lo largo del proceso de transición británico, había expectativas -no compartidas por compradores extranjeros- de que la alta concentración y los altos precios podrían conducir a entradas excesivas en el mercado, que acabarían con el alto precio de equilibrio. Al mismo tiempo, la finalización de los pagos por capacidad introducía también una incertidumbre significativa. Ambos factores expectativas e incertidumbre contribuyeron a la adquisición de clientes domésticos reticentes y a la venta de los generadores de mayor riesgo rebajando la concentración anterior de la estructura de la industria. Esto explicó la incapacidad de los generadores para mantener altos márgenes

de precio/coste. Hacia el final del 2000 - justo antes de que los NETA comenzara en marzo de 2001 - los precios comenzaron a caer. Entonces:

Lección n°3: El poder de mercado y los altos precios son el resultado de la estructura de mercado y no del diseño de las reglas del mercado, aunque un diseño erróneo de las mismas pueda amplificar el poder de mercado existente (Newbery, 2005).

Finalmente, la experiencia británica nos ayuda a entender mejor una cuarta pregunta: ¿Puede el diseño de mercado solucionar los problemas de la estructura de mercado? La evidencia empírica demuestra que con un diseño de mercado inestable (el Pool) la estructura de mercado se hace decisiva. La restricción de competencia tuvo un efecto significativo sobre los precios al por mayor, mientras que el cambio del Pool por los NETA no lo tuvieron (Evans y Verde, 2005).

3. LIBERALIZACIÓN: HACIA NUEVOS RETOS

Existen serias carencias en la estructura competitiva actual del mercado europeo de electricidad, entre otras se pueden identificar:

128

- Conflictos de interés estructurales: un conflicto de interés sistemático causado por la insuficiente separación de las actividades en las redes entre las áreas competitivas y en monopolio natural del sector.
- Un vacío regulatorio persistente, en particular en los asuntos transfronterizos
- Carencia de liquidez en los mercados al por mayor.
- Carencia de transparencia en la mayoría de las operaciones de mercado.

La integración de mercados es una herramienta fundamental para mejorar la competencia en los mercados nacionales. La mayoría de los países europeos poseían una capacidad de interconexión (en relación a la capacidad de generación instalada) que variaba en el rango entre el 10% y el 30%. Tanto la falta de transparencia, como la falta de confianza en los procesos de determinación de precios pueden interpretarse -entre otros factores- por la diversidad de precios y la percepción de los consumidores del cambio en los precios de la electricidad.

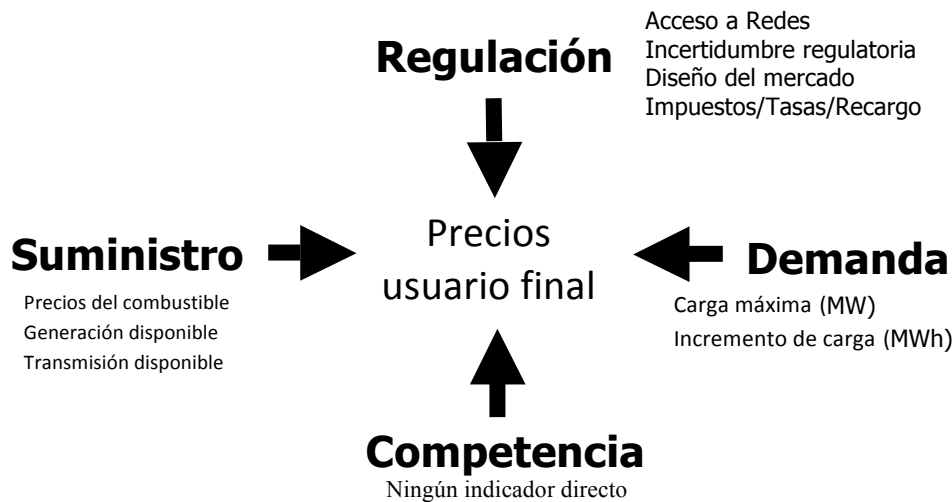
Al tiempo que existen diferencias de precios que pueden ser explicadas fácilmente, hay también evidencia de grandes discrepancias que son menos comprensibles. Los diferentes tipos de combustibles empleados en la generación pueden ser responsables tanto de mayores precios como de la mayor volatilidad de los mismos. Las condiciones climatológicas son otra causa de elevaciones relativas de precios, debido tanto a una mayor presión sobre la demanda, como, en el caso de menor pluviosidad, el mayor recurso a la generación eléctrica en plantas térmicas. No obstante, las disparidades de fiscalidad tenían también una influencia notable mente alta en los precios finales. A



El mercado europeo de la electricidad reconsiderado: liberalización e integración “versus” concentración y dominancia

pesar del sesgo introducido por la existencia en algunos países de tarifas industriales reguladas, todavía persiste una evidente dispersión de precios entre tipos similares de consumidores en distintos países (Véase el Cuadro 1).

Gráfico 1: Vectores fundamentales de precios



129

El grado de concentración juega un papel muy importante a la hora de determinar el impacto competitivo de la reforma. La estructura competitiva de la industria de generación de electricidad se caracteriza por altos niveles de concentración: 12 de los 25 Estados miembros presentaban un índice HHI (Herfindhal-Hirschman Index¹) en la fase de generación por encima de los 5 000 puntos (muy alta concentración). Sólo 8 de ellos tenían una estructura de generación moderadamente concentrada (HHI entre 750 y 1800) (Cuadro 1). El grado de concentración era también notable en la comercialización minorista (Cuadro 2). La cuota de mercado de las tres mayores empresas era igual o superior al 40% en 20 países y en 14 de ellos superaba el 80%.

Los índices de concentración HHI no valoran el comportamiento de las empresas, pero pueden tomarse como una aproximación a la existencia del poder de mercado y la capacidad de fijar márgenes muy por encima de los costes. No obstante, debe tenerse también presente que, además del poder de mercado ligado al tamaño y concentración de las cuotas de mercado, las empresas del sector eléctrico cuentan con otros muchos factores de poder de mercado, tales como la fragmentación de mercados y las restricciones de transmisión, el carácter inelástico de la demanda de electricidad, las condiciones de punta de demanda y el equilibrio instantáneo, la presencia de fuertes empresas monopolistas ya instaladas en los mercados nacionales, el control conjunto

(vía capital y propiedad de las acciones) de las capacidades de generación, transmisión (en muchos países) y distribución y, por último, los vacíos en el diseño de mercados.

Cuadro 1: Concentración (en términos de capacidad) en los mercados mayoristas de electricidad en Europa (2007/2008)

ELECTRICIDAD	Nº de empresas con más del 5% de cuota de capacidad de generación (%)			Cuota de las 3 mayores empresas (por generación) (%)			IHH (por capacidad)		
	2007	2008	Δ	2007	2008	Δ	2007	2008	Δ
Alemania	4%	4%	0%	85,40%	84,70%	-0,70%	NA	2.008,0	
Austria	5%	6%	1%	51,20%	50,00%	-1,20%	NAP	NAP	
Bélgica	2%	2%	0%	99,90%	97,50%	-2,40%	8.390,0	7.206,0	-1.184,0
Bulgaria	6%	6%	0%	56,40%	56,40%	0,00%	NA	NA	
Chipre	1%	1%	0%	100,00%	100,00%	0,00%	1,0	1,0	0,0
Dinamarca	2%	2%	0%	75,00%	75,00%	0,00%	NA	NA	
Eslovenia	3%	3%	0%	92,70%	92,50%	-0,20%	7.208,0	4.369,0	-2.839,0
España	5%	5%	0%	76,00%	72,90%	-3,10%	1.827,0	1.716,0	-111,0
Estonia	1%	1%	0%	99,00%	99,00%	0,00%	NA	NA	
Finlandia	4%	4%	0%	66,00%	66,00%	0,00%	NAP	NAP	
Francia	1%	1%	0%	93,00%	93,00%	0,00%	6.960,0	NA	
Gran Bretaña	8%	8%	0%	41,00%	42,00%	1,00%	986,0	901,0	-85,0
Grecia	1%	1%	0%	NA	NA		10.000,0	10.000,0	0,0
Holanda	6%	4%	-2%	61,00%	69,90%	8,90%	1.592,0	1.551,0	-41,0
Hungría	5%	5%	0%	67,00%	67,90%	0,90%	2.119,0	1.911,0	-208,0
Irlanda	5%	4%	-1%	71,00%	86,00%	15,00%	NA	NA	
Irlanda del Norte	NAP	4%		NAP	86,00%		NAP	4.096,0	
Italia	5%	5%	0%	61,20%	57,60%	-3,60%	2.125,0	1.351,0	-774,0
Letonia	1%	1%	0%	93,00%	94,00%	1,00%	8.110,0	8.110,0	0,0
Lituania	3%	3%	0%	84,00%	85,00%	1,00%	3.160,0	3.095,0	-65,0
Luxemburgo	3%	3%	0%	80,00%	79,00%	-1,00%	5.843,0	5.682,0	-161,0
Malta									
Noruega	6%	6%	0%	40,00%	43,00%	3,00%	NA	1.626,0	
Polonia	5%	5%	0%	50,90%	52,50%	1,60%	1.312,7	1.363,3	50,6
Portugal	2%	2%	0%	72,50%	72,20%	-0,30%	4.472,0	4.521,0	49,0
República Checa	1%	1%	0%	76,85%	75,31%	-1,54%	NA	NA	
República Eslovaca	1%	1%	0%	85,20%	83,90%	-1,30%	6.930,0	5.019,9	-1.910,1
Rumanía	5%	5%	0%	63,70%	70,98%	7,28%	1.813,0	2.116,0	303,0
Suecia	3%	3%	0%	78,00%	74,70%	-3,30%	NA	NA	

**El mercado europeo de la electricidad reconsiderado:
liberalización e integración “versus” concentración y dominancia**

Cuadro 2: Concentración en los mercados minoristas de electricidad en Europa (2006/2007)

ELECTRICIDAD	Nº de proveedores independientes (%)			Empresas con cuotas de mercado superiores al 5% (%)			Cuota de mercado de las 3 mayores empresas del mercado minorista (%)		
	2006	2007	Δ	2006	2007	Δ	2006	2007	Δ
Alemania	NA	NA		3,00%	3,00%	0,00%	45,70%	46,10%	0,40%
Austria	3%	3%	0%	7,00%	7,00%	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%
Bélgica	18%	18%	0%	3,00%	4,00%	1,00%	NA	NA	
Bulgaria	4%	4%	0%	3,00%	3,00%	0,00%	97,50%	97,50%	0,00%
Chipre	0%	0%	0%	1,00%	1,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%
Dinamarca	5%	9%	4%	8,00%	7,00%	-1,00%	NA	NA	
Eslovenia	8%	14%	6%	6,00%	7,00%	1,00%	71,00%	68,00%	-3,00%
España	12%	24%	12%	5,00%	4,00%	-1,00%	67,50%	83,90%	16,40%
Estonia	3%	3%	0%	1,00%	1,00%	0,00%	99,00%	99,00%	0,00%
Finlandia	5%	5%	0%	4,00%	4,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Francia	17%	18%	1%	1,00%	1,00%	0,00%	NA	9400,00%	
Grecia	24%	25%	1%	1,00%	1,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%
Holanda	20%	22%	2%	4,00%	4,00%	0,00%	NA	NA	
Hungría	11%	12%	1%	4,00%	4,00%	0,00%	85,57%	87,18%	1,61%
Irlanda	7%	7%	0%	4,00%	4,00%	0,00%	85,00%	85,00%	0,00%
Italia	213%	NA		4,00%	3,00%	-1,00%	26,90%	60,00%	33,10%
Letonia	8%	8%	0%	1,00%	1,00%	0,00%	100,00%	97,00%	-3,00%
Lituania	17%	18%	1%	1,00%	1,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%
Luxemburgo	2%	3%	1%	4,00%	3,00%	-1,00%	NA	93,00%	
Malta									
Noruega	5%	5%	0%	5,00%	5,00%	0,00%	3570,00%	35,70%	31,20%
Polonia	21%	27%	6%	6,00%	6,00%	0,00%	NA	44,90%	
Portugal	3%	3%	0%	3,00%	2,00%	-1,00%	98,50%	99,60%	1,10%
Reino Unido	16%	21%	5%	6,00%	6,00%	0,00%	NA	NA	
República Checa	285%	282%	-3%	3,00%	3,00%	0,00%	NA	99,00%	
República Eslovaca	140%	151%	11%	3,00%	3,00%	0,00%	NA	35,00%	
Rumanía	140%	117%	-23%	5,00%	5,00%	0,00%	43,00%	44,00%	1,00%
Suecia	10%	10%	0%	3,00%	3,00%	0,00%	49,60%	NA	

131

La integración vertical de la industria eléctrica es una cuestión de política económica ampliamente estudiada: ¿debería permitirse la integración vertical? Los argumentos típicos a favor de la integración son que, al menos parcialmente, soluciona el problema de la superposición de márgenes (*double marginalization*) y que puede proporcionar más incentivos para invertir aguas arriba en las operaciones más cercanas a la generación. No obstante, la integración puede facilitar el comportamiento discriminatorio contra los competidores aguas abajo en la cadena del valor.

La separación o desempaquetamiento (*unbundling*) de las empresas verticalmente integradas está en el núcleo de las tres Directivas de Electricidad: Viene de la Directiva 96/92/CE que introdujo la independencia de las actividades de generación y comercialización por parte de las empresas operadoras de la transmisión (*Transmission Operators*, TSO) y la distribución (*Distribution Operators*, DSO). Con respecto a los operadores de transmisión la separación debe realizarse como mínimo en cuanto a gestión y con relación a los distribuidores la independencia de extenderse a la rendición de cuentas. No obstante, en un régimen de separación de cuentas las centrales eléctricas integradas todavía podrían reasignar costes en el propio beneficio de la empresa. Como las actividades de la generación y la transmisión comparten costes comunes, quedaba abierta la posibilidad de adjudicar una parte muy sustancial de estos costes a la unidad de negocio relacionada con la red. El resultado final fue un injustificado aumento de economías de escala.

132

La Directiva 2003/54/CE confirmó el nuevo modelo de organización del sector eléctrico, donde los negocios de generación y comercialización se abren a la competencia y existe plena incompatibilidad entre las actividades en régimen de competencia y de monopolio con la consiguiente separación vertical y horizontal. De acuerdo con esta segunda directiva, la transmisión y la distribución deberían como mínimo estar separadas legalmente. Así, en ambos segmentos de la cadena de valor, la gestión debería ser legalmente independiente de las actividades de generación y comercialización. No obstante, aunque el asunto de la reasignación de costes pudiera estar resuelto, persisten otros problemas debido al hecho de que la red sea propiedad de una empresa que puede pertenecer al mismo grupo o holding empresarial.

El tercer paquete de energía propuesto en el 2007 por la Comisión Europea –que entrará en vigor el 3 de marzo de 2011- fue la reacción legislativa al decepcionante desarrollo de la competencia en los mercados europeos de la energía. Más aún, interpretó también que la escasez de capacidad de las redes significaba no sólo una amenaza seria para la seguridad del suministro, sino que también actuaba como una barrera de entrada que favorecía a las grandes compañías ya instaladas en los mercados nacionales. La propuesta inicial de la Comisión Europea de 2007 contemplaba la separación de la propiedad como único modelo y consideraba la constitución de una red europea de operadores de sistemas de transmisión (*European Network of Transmission System Operators*, ENTSO) de electricidad y gas para la instrumentación de estándares que facilitaran las ofertas transfronterizas de energía, el establecimiento de una agencia como un nuevo organismo para coordinar la actuación de las distintas autoridades reguladoras nacionales.

No obstante, en su versión final la directiva permitió tres posibles disposiciones institucionales: (Completa) Separación de propiedad (*Ownership Unbundling*, OU), (Profunda) Operador de sistema independiente (*Independent System Operator*, ISO) y separación efectiva eficiente (*Effective and Efficient Unbundling*, EEU). En el modelo



OU la propiedad de los activos de transmisión tiene que transferirse a terceras partes completamente independientes que operaran las redes de transmisión. En aquellos Estados miembros en los que los operadores de transmisión son públicos pueden seguir conservando este carácter. En el modelo ISO, los Estados miembros nombran un ente externo (independiente de las empresas integradas verticalmente) que asume las funciones de operación del sistema de transmisión. No obstante, se permite que las empresas integradas verticalmente mantengan en sus balances la propiedad de los activos de transmisión. En el modelo EEU, apoyado fundamentalmente por Alemania y Francia, los operadores de los sistemas de transmisión permanecen dentro de empresas integradas verticalmente que también mantienen estos activos en su balance. El cambio estriba simplemente en que se refuerza la carga regulatoria al objeto de garantizar la “independencia” del operador independiente del sistema (ITO) con respecto al holding integrado verticalmente.

La liberalización del Mercado y la competencia están estrechamente relacionadas con la necesidad de mejorar las inversiones en los mecanismos de transmisión. La congestión de las redes de transmisión se ha incrementado fuertemente con el desarrollo de los mercados mayoristas (Joskow, 2005a, 2005b). A esto se refiere también Hirst (2004) quien argumenta que la inversión en capacidad de transmisión no ha seguido el ritmo de los cambios en las pautas de comercialización. Joskow (2006) explica como la congestión de la transmisión (y las consiguientes restricciones de fiabilidad) crean bolsas de carga, reduciendo así la competencia entre los generados y como esto lleva a decisiones político-institucionales para imponer soluciones que alivian este problema y crean otros tipos de distorsiones de mercado.

133

Parte de la falta de inversión en interconexiones puede explicarse por los conflictos de intereses entre centrales eléctricas verticalmente integradas. La respuesta estratégica de los agentes con poder de mercado puede ir en contra de los objetivos de inversión. Este fue uno de los planteamientos de partida más importantes del 3º paquete de energía europeo, señaladamente mantener los poderes atribuidos a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (siglas inglesas, ACER).

Los dos puntos de partida básicos del 3^{er} paquete de energía pueden resumirse como sigue:

- i. Las empresas integradas verticalmente no desean expandir sus redes propias en aquellos mercados en los que no compiten activamente o donde tienen expectativas reducidas de competir.
- ii. El segundo es corolario del anterior: la expansión de la red implicaría la entrada de nuevos rivales en su propio mercado nacional.

4. EL JUEGO REGULATORIO DE LA ADECUACIÓN EFICIENTE DE PRECIOS Y COSTES Y LA LIBERTAD DE ENTRADA CREIBLE

En lo que sigue consideraremos el juego regulatorio que resulta de la interacción estratégica entre las autoridades reguladores y el grupo clave de empresas del sector eléctrico. Discutiremos los rasgos estratégicos básicos que subyacen al proceso de adecuación eficiente entre los precios/tarifas y los costes de las empresas eléctricas para proporcionar el mejor resultado para el público y los consumidores finales.

En un marco de eficiencia, este proceso implica un ajuste y una reducción de costes en la cadena de oferta de electricidad con el objetivo de hacer compatibles precios, costes y rentabilidad, manteniendo las inversiones necesarias para la calidad y garantía de los servicios ofrecidos por las compañías eléctricas. De otro modo, la reacción del público forzaría al gobierno a cambiar las directrices políticas y frenar la reforma y liberalización en el sector eléctrico.

El éxito de un programa de liberalización y la política destinada a la adecuación de tarifas al usuario final descansa en el mantenimiento de la calidad del servicio y la garantía de oferta. Esto implica que el grupo de compañías de menor rentabilidad debe ajustar sus costes y niveles de producción para enfrentar exitosamente la adecuación de tarifas, manteniendo una cantidad y calidad en la oferta de servicios eléctricos aceptable. Este grupo estratégico está compuesto por el segmento de compañías de mayores costes y menor eficiencia. Este segmento de empresas será el que denominaremos como grupo estratégico de electricidad (E).

134

Las autoridades reguladoras (A) se enfrentan a un serio problema de asimetría de información. El comportamiento anticompetitivo es extremadamente difícil de probar. Existen muchas posibles causas que puede restringir la utilización de la capacidad de generación y provocar un consiguiente aumento de precios: fallos de potencia, riesgo de daño de los equipamientos, el final de las cuotas de emisión de las compañías.

La correcta identificación de comportamientos anticompetitivos es también difícil. Incluso en mercados mayoristas organizados, los procesos de casación de ofertas y demandas y se desarrollan a diario y el proceso o juego de fijación de precios se repite en el tiempo haciendo posible pautas estables de comportamiento de las empresas para elevar los precios mediante estrategias de incentivo y represalia. Es muy fácil para un reducido número de grandes empresas jugar con las reglas del mercado mayorista en beneficio de sus precios.

La evaluación de los márgenes precio-coste de las compañías es difícil. Implica el cálculo de los costes marginales de producción. Se necesita una información de la que no disponen las autoridades regulatorias, mientras que las empresas interesadas -que si disponen de ella- no tienen incentivos para comunicarla de forma veraz, ni para facilitar



el acceso a la misma. Esta asimetría de información hace muy difícil el control de comportamientos anticompetitivos y la adecuación de precios y tarifas a niveles eficientes de costes.

La experiencia internacional en esta materia refuerza la idea de que estamos tratando con información crítica, a menudo no disponible, y en la que para obtener un cálculo fiable, es absolutamente necesario tener, *inter alia*, un nivel detallado de conocimiento e información:

- Para distinguir todos los diferentes tipos de plantas eléctricas
- Para evaluar todos los costes variables sobre el coste del combustible.
- Para considerar el coste de oportunidad de no producir en un determinado momento, con el objetivo de producir más tarde (opción de posponer la generación de electricidad). Esto puede implicar el aplazamiento en el uso de las cuencas de agua o el ahorro en los derechos de emisión.

La autoridad reguladora (A) no puede estar nunca segura al cien por cien de todos estos elementos clave. También es imposible prever cuales son los ajustes factibles que las empresas van a realizar. Tanto los gobiernos como las autoridades regulatorias no pueden confiar en la información que procede de las compañías eléctricas dado que existe un conflicto de intereses y estas pueden beneficiarse de su ventaja informativa.

135

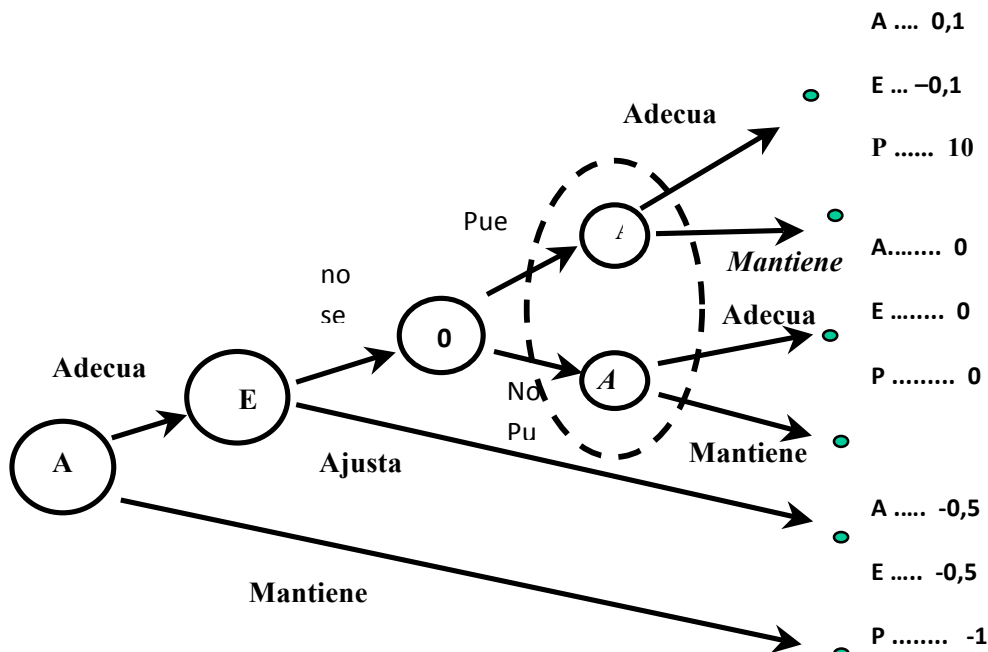
La situación se modela en el siguiente juego, donde se recogen los diferentes nodos decisorios de los jugadores y las bifurcaciones que resultan de sus elecciones. El árbol del juego que representa este conflicto de intereses se presenta en El Gráfico 2.

La estructura de pagos en los puntos de final de partida reflejan el hecho de que los consumidores y la economía como un todo se benefician en gran medida del ajuste y la adecuación de precios y tarifas eléctricas cuando se mantienen la calidad del servicio y la garantía del suministro porque el grupo estratégico eléctrico (E) es capaz de ajustar sus costes.

El juego comienza con la decisión de las autoridades regulatorias de adecuar las tarifas eléctricas a los costes y las necesidades de los usuarios finales. La primera elección de las autoridades (círculo A) es mantener la situación o iniciar un proceso de adecuación de precios, tarifas y costes en el sector eléctrico. Si mantienen la situación nada cambia y son cero los pagos de los distintos jugadores: Autoridades (A), grupo estratégico del sector eléctrico (E) y el público o consumidores (P).

Si las autoridades eligen la estrategia de adecuar precios y costes, todo depende de la reacción del grupo estratégico de electricidad (E). Si elige ajustar sus costes, afrontando un pequeño coste, proporciona grandes beneficios al público y los reguladores obtienen ganancias positivas.

Gráfico 2: Tarifas y ajuste en el sector eléctrico



La línea de puntos oval que encierra el segundo nudo decisorio del jugador, Autoridad Regulatoria –“A”-, representa un conjunto de información donde las autoridades regulatorias no son capaces de conocer si el grupo clave

136

Por el contrario, si manifiesta que le resulta imposible el ajuste de costes, las autoridades deben actuar nuevamente, decidiendo si mantienen la situación anterior o si continúan con la adecuación de precios y tarifas.

La efectividad de la medida descansa en evitar efectos indeseables en la cantidad de los servicios suministrados al público (P), lo que requiere un ajuste efectivo de costes en el grupo estratégico de electricidad (E). Los resultados de la decisión de las autoridades de reafirmarse en la aplicación de su política de adecuación o reducción de precios/tarifas depende de si el grupo eléctrico estratégico puede o no ajustar sus costes. Cuando puede hacerlo, el resultado es de nuevo grandes beneficios para el público, un pequeño coste para las eléctricas y una ganancia para las autoridades.

Pero si el grupo eléctrico estratégico no puede afrontar la reducción de costes, el resultado de la insistencia de las autoridades en adecuar precios y tarifas perjudicará la calidad y la garantía de suministro y ocasionará pérdidas para todos.



El problema es que el grupo E no tiene incentivos para proporcionar a las autoridades y/o el público una información veraz sobre sus posibilidades reales de afrontar la reestructuración y reducción de costes. Su interés real descansa en inducir tanto a las autoridades como al público a creer que sus costes son elevados y que no existe una posibilidad significativa de ajustar costes y producción. De manera que, precios y tarifas deben mantenerse a niveles elevados para asegurar suficientes inversiones, para mantener la calidad de los servicios y evitar déficits de oferta.

La falta de información sobre la situación real del grupo estratégico (E) se modela en el juego del Gráfico 2 a través de la acción de un nuevo jugador, (O), el azar, cuya distribución de probabilidad captura la incertidumbre de las autoridades sobre las posibilidades de ajuste que el grupo estratégico eléctrico (E) tiene realmente.

Sin embargo, una vez que las autoridades comienzan el proceso de liberalización, la efectividad de una regulación flexible y la adecuación de precios dependen de una reestructuración exitosa del grupo estratégico de electricidad. Las compañías eléctricas mantienen una importante ventaja estratégica informacional y están en buena posición para explorarla en la medida en que estas empresas son un grupo de presión muy bien organizado, eficaz e interesado en mantener una cómoda posición monopolística.

El punto clave en el análisis del juego lo encontramos en el subjuego final, dónde las autoridades regulatorias deben decidir si confirman la adecuación de tarifas o dan marcha atrás manteniendo el nivel inicial de las mismas. Las autoridades regulatorias no conocen las posibilidades reales de ajuste que tiene el grupo estratégico E y el riesgo de generar problemas de escasez de oferta conduce a las autoridades regulatorias a frenar la adecuación de tarifas retornando así a la situación inicial. Mantenerse es la mejor respuesta de las autoridades para un amplio abanico de probabilidades.

137

Otros jugadores y las compañías eléctricas pueden analizar el juego y ser capaces de anticipar la mejor respuesta de las autoridades. En consecuencia, no están interesados en emprender una política de reducción de costes y precios, incluso si disponen de suficiente margen para realizarla, porque saben que hacer esto revelaría información a las autoridades regulatorias que confirmarían el proceso de adecuación de tarifas. Como consecuencia el resultado más probable es que las compañías eléctricas rehúsen llevar a cabo políticas de reestructuración y ajuste y el gobierno se vea obligado a frenar el proceso de adecuación de tarifas.

¿Cómo se puede hacer frente a este problema? Parece claro que solo una liberalización creíble y la competencia en un marco de regulación flexible pueden afrontar este reto. Si la reforma y la liberalización van asociadas a un claro compromiso con la libertad de entrada en el sector eléctrico, la amenaza y la posibilidad de entrada de nuevas empresas cambia la naturaleza del juego y reduce la influencia estratégica y el poder de las compañías eléctricas titulares. La entrada potencial de nuevos competidores -a saber,

grupos internacionales- otorga credibilidad al proceso de liberalización y contribuye enormemente a su éxito.

Con un compromiso creíble de libre entrada cambia la estructura del juego y se reduce en gran medida la ventaja de asimetría informacional de las compañías eléctricas titulares, puesto que la solicitud de entrada de nuevas compañías del exterior proporciona una señal informativa a las autoridades.

El árbol del nuevo juego se muestra en el siguiente Gráfico 3. Aparece un nuevo jugador, el competidor potencial (CP), que tiene la posibilidad real de entrar en el mercado eléctrico nacional si el grupo estratégico titular no es capaz de llevar a cabo una reestructuración adecuada y un coste-precio.

En este nuevo juego, la entrada de competidores potenciales es altamente improbable cuando el grupo estratégico (E) decide llevar a cabo una reestructuración y ajustar la relación coste-precio. Cuando el grupo eléctrico estratégico es incapaz de proceder al ajuste, existen amplias posibilidades de entrada para competidores potenciales. El juego del competidor potencial (CP) es observado y conocido por las autoridades regulatorias, proporcionándoles así una prueba de la eficiencia comparativa del grupo estratégico eléctrico doméstico.

138

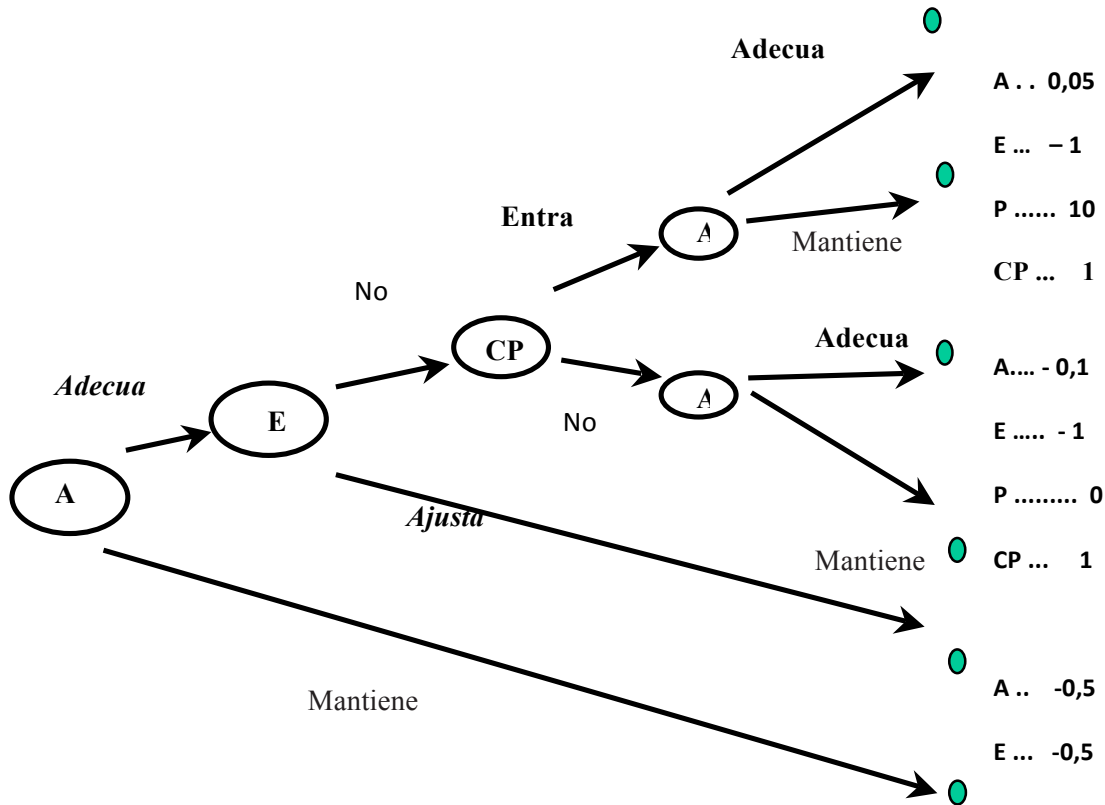
Si el competidor potencial no entra en el mercado se puede suponer que no hay suficiente atractivo de rentabilidad, con lo cual las autoridades regulatorias pueden frenar una hipotética reducción de tarifas o, por el contrario, puede proseguir la adecuación a valores superiores. La entrada del competidor potencial señalaría el punto de rentabilidad adecuada para mantener las inversiones y suficiente oferta y calidad del servicio.

Cuando el competidor potencial decide entrar en el Mercado, se hace evidente el margen para mejorar la eficiencia comparativa del sector y esto permite a las autoridades regulatorias ajustar adecuadamente la tarifa.

Si las empresas nacionales no fueran capaces de ajustarse, la entrada del competidor potencial sustituiría la producción del grupo eléctrico marginal y solucionaría los problemas de calidad y garantía de suministro, de manera que la mejor respuesta de las autoridades es seguir adelante con el proceso. El público y la economía como un todo se beneficiarán de la mejora en la eficiencia aportada por el nuevo entrante, si bien las empresas más ineficientes en el grupo estratégico titular deberán retirarse del mercado.



Gráfico 3: Tarifas y ajuste en el sector eléctrico con libertad de entrada



¿Cómo de probable es este tipo de juego? ¿Cuál es su significado? El grupo estratégico eléctrico (E) es suficientemente capaz de anticipar estas situaciones y su mejor respuesta es llevar a cabo los esfuerzos necesarios de reestructuración para mejorar su eficiencia comparativa. El análisis del juego, a partir de las mejores respuestas de los jugadores en los sus subjuegos finales (el llamado método de inducción retrospectiva), muestra que un compromiso fuerte con la apertura del sector a los competidores potenciales y la liberalización de la política de entrada es un factor clave de credibilidad que conduce a un equilibrio (perfecto en subjuegos) que resulta claramente beneficioso para todos.

Una vez instaurada una libertad de entrada creíble a los inversores extranjeros eficientes, el recorte de producción o el descenso de los estándares de calidad por parte los productores nacionales ya no es la mejor respuesta a la adecuación de tarifas. El gobierno o las autoridades regulatorias pueden observar las solicitudes de inversores extranjeros eficientes siempre que los titulares reclamen subidas excesivas de tarifas. Si el marco regulatorio facilita una política creíble de libre entrada, las autoridades regulatorias estarán en condiciones de alcanzar resultados óptimos en cualquier caso.

Existen tres posibilidades principales:

1. Los titulares reaccionan a los anuncios de adecuación de tarifas alegando que será imposible satisfacer los requerimientos de inversión necesarios y no hay solicitudes de inversores extranjeros, el techo de precios y tarifas debería ampliarse y nunca reducirse.
2. Los titulares son capaces de enfrentarse con el proceso de adecuación de tarifas y satisfacer las cantidades y estándares de demanda, son capaces también de alcanzar niveles de eficiencia comparables a los nuevos solicitantes, el proceso de adecuación de tarifas debe promoverse y no habrá entradas de competidores extranjeros.
3. Algunos titulares nacionales no son capaces de alcanzar niveles de eficiencia suficientes, existen solicitudes de inversores extranjeros más eficientes, la adecuación de precios debe continuar y la entrada de nuevos productores permitirá mejoras considerables en el sector, permitiendo la entrada de los productores extranjeros más eficientes y facilitando la salida de los productores nacionales más ineficientes.

En la mayoría de los casos el compromiso claro y creíble con la política de libre entrada es el factor clave para el éxito de la liberalización y regulación flexible del sector eléctrico. Si no hay una política creíble de libre entrada, el equilibrio del juego cambia dramáticamente, tanto las decisiones del regulador en favor de adecuar la eficiencia del sistema, como los ajustes en costes y márgenes de las empresas titulares del sector eléctrico, dejan de ser las mejores respuestas de los jugadores.

140

Además, será realmente difícil obtener ganancias de eficiencia a través de cualquier tipo de reforma regulatoria. Esta es la razón por la que un compromiso creíble de libre entrada es siempre una política altamente aconsejable en las reformas regulatorias flexibles del sector eléctrico para incrementar el bienestar de los consumidores y mejorar la eficiencia en el sector y la de la economía como un todo.

5. CONCLUSIONES

El desarrollo del juego en los párrafos anteriores nos permite concluir a favor de un claro compromiso con la libertad de entrada en el mercado eléctrico, reduciendo la ventaja informacional estratégica de los titulares ya establecidos. Encontramos que la apertura del sector a los competidores potenciales y la liberalización de la entrada son factores clave para la credibilidad y la efectividad de una regulación flexible así como la correcta adecuación de los procesos de fijación de tarifas.



Si no hay una política de entrada creíble el equilibrio del juego regulatorio cambia dramáticamente, los ajustes en costes y márgenes no son la mejor respuesta de los titulares y será realmente difícil obtener ganancias de eficiencia mediante cualquier tipo de reforma regulatoria.

Sin embargo, la libre entrada es todavía una cuestión muy compleja. Primero, la Comisión Europea debe cambiar el modo en que se analizan las fusiones y adquisiciones. Las fusiones y adquisiciones deben considerarse desde perspectivas europeas y no nacionales. La propiedad cruzada de empresas en distintos países, particularmente en mercados regionales cerrados, puede ser una amenaza cuando estos mercados estén completamente integrados.

Parece claro que la creciente complejidad del mercado europeo de la energía, especialmente de los sistemas de transmisión exigirá probablemente reforzar las facultades de seguimiento e intervención de las agencias europeas en un futuro próximo. El sistema cuenta con 42 operadores de transmisión (TSOs) pertenecientes a 34 países, con un sistema de potencia que sirve a 525 millones de ciudadanos, genera 828 GW y supone 305.000 Km de líneas de transmisión gestionados por los TSOs.

Reforzar la Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) es crucial para la integración con éxito de los mercados y para la competencia. Consiguientemente, el compromiso final sobre la ACER como un simple órgano asesor de los operadores independientes de los sistemas de transmisión, de los órganos reguladores nacionales, de la Comisión, del Consejo y del Parlamento Europeos puede convertirse en un error estratégico.

141

Finalmente pero no por ello menos importante, debe destacarse que la vigilancia de la política de concentraciones no puede basarse sólo en las autoridades de la competencia y las comisiones nacionales de la energía. Ante la unificación del mercado las empresas y los grandes grupos del sector reaccionan con estrategias de concentración (fusiones y adquisiciones). Algunas fusiones horizontales han tenido éxito en constituir grandes grupos, como E.ON-RUHRGAS, ambas compañías integradas verticalmente.

Las sucesivas fusiones y adquisiciones que involucran ambos tipos de empresas incrementarán los efectos anticompetitivos en el sector y será un reto muy complejo para la Comisión Europea controlar este proceso. Una entidad reguladora de la energía a nivel Europeo es una necesidad que no debería posponerse durante mucho tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- ABREU, D. (1986): “Extremal Equilibria of Oligopolistic Supergames.” *Journal of Economic Theory*, Vol. 9, pp. 191-225
- ABREU, D., D. PEARCE, and E. STACCHETTI (1986): “Optimal Cartel Equilibria with Imperfect Monitoring”, *Journal of Economic Theory*, Vol. 39, pp. 251-69.
- BAUMOL, W. y SIDAK, J. (1994): *Toward Competition in Local Telephony*, The MIT Press, Cambridge and London.
- BUCHAN, D. (2007): *Crusading Against Vertical Integration*, Oxford Energy Comment, *Oxford Institute for Energy Studies*.
- CRAMPES, C. AND FABRA, N. (2004): “The Spanish Electricity Industry: Plus ca Change...”, *The Energy Journal*, Vol. 26, May 2005
- EUROPEAN COMMISSION (2009): *DG Tren Staff Working Document*, Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market Technical Annex to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, COM, 115.
- 142 EVANS, J. and GREEN, R. (2003): “Why Did British Electricity Prices fall after 1998?”, *CMI Electricity project WP*, N° 6.
- FABRA, N. and TORO, J. (2005): “Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market”, *International Journal of Industrial Organization*, April.
- FRIEDMAN, J. (1971): “A Non-cooperative Equilibrium for Supergames”, *Review of Economic Studies*, Vol. 38, pp. 1-12.
- GREEN, E. and PORTER, R. (1984): “Noncooperative Collusion Under Imperfect Price Information”, *Econometrica*, Vol. 52, pp. 87-100.
- HIRST, E. (2004): *US Transmission Capacity: Present Status and Future Prospects*. Washington, D.C., Edison Electric Institute. Available at www.eei.org/industry_issues/energy.
- JOSKOW, P. and SCHMALENSEE, R. (1983): *Markets for Power*, MIT Press.
- JOSKOW, P. (2005a): *Transmission Policy in the United States*, *Utilities Policy* (13), pp. 95-115.
- JOSKOW, P. (2005b): *Patterns of Transmission Investment*. Available at <http://econ-www.mit.edu>.



El mercado europeo de la electricidad reconsiderado: liberalización e integración “versus” concentración y dominancia

JOSKOW, P. (2006): “Markets for Power in the United States: Na Interim Assessment”, *The Energy Journal*, Vol. 27, pp. 1-36.

LOWE, P. (2006): “The liberalisation of EU Energy Markets”, The Beesley Lectures, *Institute of Economic Affairs. The Royal Society*, London, 9th November.

NEWBERY, D. (2005): *Refining Market Design*, SESSA Publications, Final Chapters, N° 3 (www.sessa.eu.com).

POLLITT, M. (2009): *Electricity Liberalisation in the European Union: A Progress Report*, EPRG Working Paper 0929 and Cambridge Working Paper in Economics 0953.

REFERENCIAS

- ¹ El índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) es la medida de concentración de mercado comúnmente aceptada. Se calcula mediante la suma de los valores resultantes de elevar al cuadrado la cuota de mercado (en tanto por ciento) de cada una de las distintas empresas participantes en el mismo.

