

DESARROLLO DE UN MODELO DE SIMULACIÓN DEL MERCADO DIARIO DE ELECTRICIDAD ESPAÑOL

GARCÍA ÁLVAREZ, María Teresa

Departamento de Análisis Económico y Administración de Empresas
Universidad A Coruña
Correo-e: mtgarcia@udc.es

MARIZ PÉREZ, Rosa María

Departamento de Análisis Económico y Administración de Empresas
Universidad A Coruña
Correo-e: rosamp@mail2.udc.es

RESUMEN

En las últimas décadas se está desarrollando un proceso de liberalización en el sector eléctrico con el objetivo de aumentar la eficiencia interna de la empresa eléctrica. En este contexto, la creación de un mercado de producción mayorista de electricidad se sitúa como el elemento central en la organización de cualquier sistema eléctrico competitivo. A pesar del establecimiento de un mecanismo competitivo en tales mercados, basado principalmente en subastas, la experiencia internacional muestra la formación de unos precios de electricidad elevados en múltiples ocasiones. En este trabajo, se desarrolla un modelo de simulación del mercado mayorista de generación eléctrica español con el objetivo de determinar qué estrategias siguen los generadores en el mismo. Los resultados de nuestro modelo muestran la fijación de unos precios superiores a los costes marginales como consecuencia del ejercicio de poder de mercado por parte de las principales compañías.

PALABRAS CLAVE: liberalización, sector eléctrico, pool, Dinámica de Sistemas

1. INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica se caracteriza por presentar una serie de atributos técnicos y económicos, que la diferencian del resto de sectores productivos, y que han supuesto la existencia de un consenso político y técnico acerca de la necesidad de su desarrollo mediante numerosas regulaciones y la creación de monopolios verticalmente integrados que permitieran eliminar los problemas de fallos de mercado. Así, el objetivo principal se centraba en garantizar su suministro universal al conjunto de los ciudadanos, bajo unos niveles de calidad estándares y al mínimo coste posible. No obstante, a finales de

los años ochenta y durante la década de los noventa se desarrolla un proceso de liberalización que trata de incrementar la eficiencia económica de dicho sector y conseguir, por tanto, una reducción en los precios finales pagados por los consumidores de energía tratando de dar así una mayor relevancia a la eficiencia interna de las empresas. Este fenómeno surge debido a diversos factores entre los que se encuentran el desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos, la aparición de nuevas tecnologías de generación -caracterizadas por suponer escasas inversiones y ser muy competitivas- o incluso la insatisfacción con el enfoque tradicional debido a la presencia de importantes ineficiencias (Pérez-Arriaga, 1997). En este sentido, se produce una separación de las actividades reguladas –transporte y distribución- de aquéllas que son potenciales de introducción de competencia –generación y comercialización- para las cuáles se permite la libre elección del consumidor¹. Así, un elemento primordial ha sido la creación de mercados mayoristas de electricidad, como consecuencia de la liberalización en la actividad de generación, que incentiva la realización de ofertas competitivas por parte de los generadores para la fijación del precio el cuál será, a su vez, el elemento central para la toma de decisiones en inversión en nueva capacidad. No obstante, la estructura de mercado del *pool* español junto con la baja elasticidad de la demanda, entre otros factores, puede limitar los beneficios de la competencia introducida en el sector.

2. LA CREACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD ESPAÑOL.

La producción de energía eléctrica en España, anteriormente a la liberalización, se basaba en un sistema de “*merit order*” que implicaba que el organismo regulador determinara qué instalaciones debían de entrar en funcionamiento para abastecer la demanda en cada momento. Asimismo, el sistema retributivo de las empresas eléctricas se basaba un mecanismo de regulación de la tasa del rendimiento (*cost plus*) que conllevaba la fijación de un precio, por parte del regulador, el cuál permitía a las

¹ La provisión de energía eléctrica comprende varias actividades –generación, transporte, distribución y comercialización- las cuáles, a pesar de estar relacionadas, pueden ejercerse separadamente por empresas distintas. Algunas de las actividades de suministro –generación y comercialización- pueden realizarse en competencia porque no hay economías de escala lo suficientemente elevadas como para que la coexistencia de varias empresas genere ineficiencias. Ante esta situación, las actividades que se caracterizan por ser monopolio natural, esto es, el transporte y la distribución, pueden regularse de tal forma que no impidan el desarrollo de competencia en las otras actividades.

empresas cubrir el coste del servicio y una tasa de rendimiento “justa” que permitiera generar incentivos para asegurar en todo momento el suministro eléctrico (Calero, 1999). Sin embargo, la Ley 54/97 del Sistema Eléctrico supone la base legal para la implantación en España de un nuevo sistema eléctrico cuyo eje central pasa a ser la creación de un mercado mayorista de electricidad dónde el precio fijado en el mismo determina la remuneración de la empresa eléctrica.

La definición del *pool* eléctrico español se enmarca en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre el cuál considera tal mercado como el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. El mercado de electricidad entra en funcionamiento en España el 1 de enero de 1998 y en el mismo las empresas generadoras determinan para cada una de sus unidades de generación qué cantidad van a ofertar y a qué precio y los consumidores denominados “cualificados”² realizan sus ofertas de compra determinando la cantidad que requieren y los precios máximos que están dispuestos a pagar. Así, cada día se descompone en veinticuatro periodos horarios para cada uno de los cuáles los generadores pueden realizar una oferta de venta para cada una de sus unidades de generación incluyendo un precio para cada nivel producción. Estas ofertas de venta son ordenadas de menor a mayor precio por el Operador de Mercado, organismo encargado de la gestión económica del sistema, construyendo de esta manera la curva de oferta virtual. Paralelamente, los consumidores cualificados realizan sus ofertas de compra determinando la cantidad requerida y los precios máximos que están dispuestos a pagar. Dichas ofertas de compra son ordenadas por el Operador de Mercado siguiendo un criterio descendente de precios construyendo así la curva de demanda virtual. El precio final con el que se remuneran todas las unidades despachadas viene dado por el punto de corte entre las curvas de oferta y demanda virtuales³. En

² Desde el 1 de enero de 2003 todos los clientes pasan a ser considerados como cualificados, esto es, pueden elegir a la empresa eléctrica que le suministre la energía eléctrica y participar de forma activa en el *pool*.

³ Una vez establecidos los resultados del mercado diario se aplican otros mecanismos de intercambio, debido a las especiales características del sector eléctrico, que conlleva realizar los ajustes necesarios en el programa de producción -mercado intradiario- y la introducción de competencia en los procesos de operación técnica para mantener el necesario equilibrio del sistema entre oferta y demanda (Rodríguez, 2001). En cuanto al mercado intradiario, trata de facilitar la realización de ajustes de los resultados de casación del mercado diario con la suficiente antelación. Para ello, se realizan seis sesiones de intercambio una vez establecidos los resultados del programa diario, las cuáles se iniciarán a las 20:00 horas del día anterior al de realización y terminará a las 15:00 horas del día en curso. En cuanto a los mecanismos utilizados en las necesidades derivadas de la operación técnica del sistema se encuentra la gestión de desvíos, que trata de compensar las diferencias entre los resultados de las casaciones en el mercado diario e intradiario y el consumo y la producción finalmente realizados, y los denominados

definitiva, el objetivo último del *pool* es introducir la competencia en la actividad de generación con el consiguiente efecto sobre los precios de la electricidad.

No obstante, esta organización de los mercados mayoristas de producción de generación eléctrica, basada en subastas, ha sido objeto de diversas críticas debido a que la introducción de los mismos ha supuesto en varios países la fijación de precios por encima de los niveles esperados, esto es, niveles de precios superiores al coste marginal de los generadores (Wolfram, 1997; Borenstein y Bushnell, 1999; Apt, 2005). La explicación que se ha dado responde a multitud de factores entre los cuáles destaca la estructura de mercado, la baja elasticidad de la demanda o la presencia de una demanda residual positiva.

Así, tras la liberalización, varios países han continuado con una *estructura altamente concentrada* en dicho sector. En el caso del sector eléctrico español, desde un punto de vista vertical, la legislación española no exige separación de propiedad, sino únicamente separación jurídica y contable, entre las actividades competitivas y las actividades de red. La situación se agrava desde el punto de vista horizontal puesto que la Ley 54/1997 no recoge en ningún punto nada referente a este aspecto. Así, en el año 1996, se produce un proceso de concentración horizontal que conlleva que las dos principales empresas generadoras –Endesa e Iberdrola- pasen a controlar el 80% del *pool* con la consiguiente dificultad para incrementar la competencia

Un segundo problema se deriva de la *baja elasticidad de la demanda*. En este sentido, tras la liberalización, la mayoría de los clientes han preferido continuar a tarifa. Además, los distribuidores, esto es, los principales compradores del *pool* realizan ofertas de compra planas a precios elevados con el objetivo de garantizar el abastecimiento a sus clientes finales.

Finalmente, un último problema se deriva de la presencia de una *demanda residual positiva* en el sector eléctrico español. Así, la capacidad de generación de Endesa e Iberdrola es indispensable para abastecer a la demanda, esto es, las mismas se enfrentan a una demanda residual positiva. Por tanto, durante estas horas dichas empresas pueden fijar el precio que deseen en el *pool* estando obligadas el resto de compañías generadoras a comportarse como precio-aceptantes.

servicios complementarios de energía secundaria, terciaria y de emergencia cuyo objetivo es atender la demanda en cada momento del tiempo.

3. APLICACIÓN DE LA DINÁMICA DE SISTEMAS AL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

La Dinámica de Sistemas es considerada como una herramienta estratégica para analizar industrias sometidas a importantes cambios caracterizadas a su vez por una elevada incertidumbre y alto riesgo (Dyner y Larsen, 2001). Puesto que tales características están presentes en el nuevo contexto liberalizado del sector eléctrico, dicha metodología nos parece apropiada para plantear un modelo de simulación del mercado mayorista de electricidad español.

El modelo que a continuación se propone tiene como objetivo tratar de determinar las estrategias que siguen las empresas generadoras en la fijación del precio en el *pool*, esto es, mostrar si realmente dicho mercado es competitivo o si por el contrario tiende a desarrollarse comportamientos no adecuados en el mismo. Concretamente, se realizará una simulación de los años comprendidos entre 1999 y 2004, quedando excluido del estudio el primer año de funcionamiento del mismo debido a que las estrategias desarrolladas en tal periodo han respondido más bien a una estrategia de prueba y error. Asimismo se modelizará únicamente el mercado diario puesto que el mismo es representativo del funcionamiento global del mercado mayorista de producción de energía eléctrica. Así, en tal mercado se desarrollan más del 95% de las transacciones de energía y más del 80% de las transacciones del volumen económico (González y Comendador, 2002).

En el modelo se analiza las principales compañías en la actividad de generación eléctrica, esto es, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocantábrico puesto que las mismas controlan en torno al 90% de dicho mercado. Para determinar las estrategias de precios y cantidades ofertadas de dichas compañías se ha optado por realizar una agrupación de los centros generadores de las mismas en función de la tecnología que utilizan puesto que presentan la misma estructura de costes con independencia de la empresa a la que pertenecen. En este sentido, la generación de energía eléctrica de origen *nuclear* se caracteriza por presentar elevados costes fijos frente a sus costes variables. Por tanto requieren elevadas inversiones de capital y altos costes de puesta en servicio e instalación a lo largo de su vida útil así como de desinversión. Sin embargo, los costes variables son relativamente reducidos y permanecen estables a lo largo de la vida de la central. En el caso de la *producción hidráulica*, los costes variables son prácticamente inexistentes aunque el volumen de producción con esta

tecnología depende de factores no controlables por la empresa lo que conlleva una gran variabilidad en el mismo. Finalmente, las centrales de *carbón, fuel-gas y ciclos combinados de gas* se caracterizan porque el precio del combustible, esto es, el coste variable, representa una parte importante de los costes de producción de la electricidad caracterizados, a su vez, por tener un valor más elevado y volátiles que el caso de la producción de origen nuclear. Sin embargo, los costes fijos de la producción térmica clásica son, en general, más reducidos que los de las nucleares debido a que los periodos de construcción son inferiores.

La realización de esta agrupación de las empresas eléctricas por tecnologías de producción conlleva una muestra de 125 grupos generadores para el desarrollo del modelo de simulación. En el mismo, 44 grupos generadores son plantas de carbón, 30 se corresponden con plantas fuel-gas, 27 son plantas hidráulicas, 19 se corresponden con plantas nucleares y los cinco restantes son ciclos combinados de gas.

La cuestión principal del modelo es tratar de determinar cómo los grupos generadores realizan sus ofertas en el *pool* ante el nuevo entorno liberalizado, esto es, qué criterios de decisión utilizan para fijar la cantidad de electricidad así como el precio al cuál la ofertarán en el mercado diario.

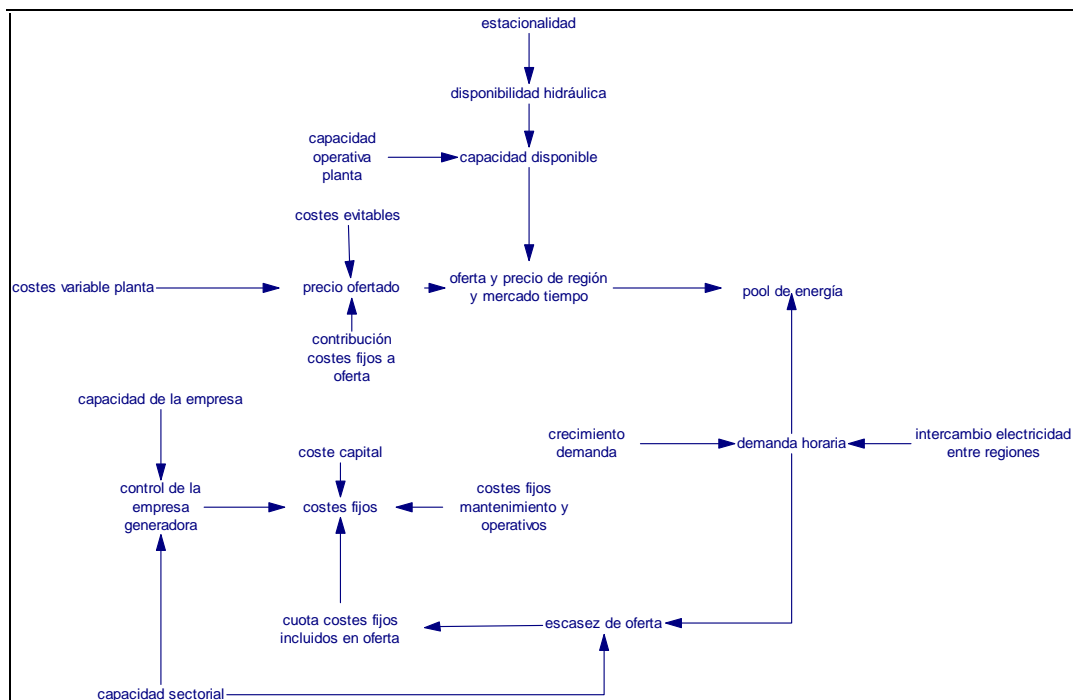
En cuanto a la *cantidad de electricidad ofertada* establecemos un criterio que se corresponde con la capacidad disponible de la planta generadora en cuestión en el momento en que debe presentar su oferta. En este sentido, la Ley 54/97 establece la obligación de los grupos generadores a ofertar toda su capacidad de generación disponible. Para determinar la misma, hemos identificado la capacidad de generación de cada tecnología de producción y le hemos restado las indisponibilidades promedio por averías y programa de mantenimiento de las mismas publicadas por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España).

Respecto al *precio ofertado* es establecido como el coste variable más una cuota de los costes fijos de las plantas que permita recuperar las inversiones realizadas⁴. No obstante, en cuanto al importe de los costes fijos incluidos en la oferta, es necesario considerar la disyuntiva con la que se encuentran las empresas eléctricas puesto que si fijan precios elevados podría ocurrir que el precio marginal tenga un valor inferior y, por tanto, que

⁴ Los costes variables de las plantas generadoras están formados por el precio de combustible así como la parte variable de los costes mantenimiento y operación. Por su parte, los costes fijos se componen del coste de capital y los costes fijos de mantenimiento y operación.

no sean llamadas a producir (Wolfram, 1997; Wolak y Patrick, 2001, Ferreira *et al.*, 2005; O'Neill, *et al.*, 2005). La contribución de los costes fijos, tal y como se observa en el cuadro 1, viene determinada por la escasez de la oferta que hay en el sector así como por el control que tiene una determinada empresa eléctrica en el exceso de oferta del mercado. Así, cuando hay escasez de oferta, esto es, cuando la capacidad en funcionamiento en el sector es inferior a la demanda, las plantas intentarán recuperar una mayor parte de sus costes fijos. Similarmente, cuando una compañía controla el exceso de oferta de un mercado implica que controla el precio con lo cuál intentará recuperar una mayor parte de sus costes fijos.

CUADRO 1. RELACIONES ENTRE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL MODELO



Fuente: Grobbel (2001)

No obstante, en la oferta de precios es necesario considerar de forma adicional los costes evitables, esto es, los costes en los que incurría una planta de generación si no fuera llamada a producir el *pool*. Esta variable se relaciona principalmente con los costes de arrancar y apagar una planta generadora, lo cuál conlleva un diferente comportamiento en el precio ofertado para las plantas de generación nucleares puesto que las mismas se caracterizan por tener importantes costes de este tipo. Esta situación lleva a que dichas plantas oferten, en la mayoría de las ocasiones, precios por debajo de sus costes variables o incluso a un importe cero que le asegure el funcionamiento.

En cuanto a la *demanda*, se ha optado por considerar la misma como una variable exógena puesto que, como comentamos anteriormente, presenta una muy baja elasticidad. Por tanto, para determinar el valor de la demanda se han establecido doce patrones de comportamiento, que recogen la estacionalidad mensual, estableciendo como valor de partida los datos correspondientes al año 1999. Para los años sucesivos se ha establecido un incremento del 4% con el objetivo de ajustar el crecimiento real del consumo de electricidad.

4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

Los resultados⁵ del modelo de simulación propuesto recoge la presencia de unos precios relativamente estables (ver gráfico 1) cuando se establece un criterio de precios ofertados igual al coste marginal, esto es, al coste variable del grupo generador (Rudkevich *et al.*, 1998). Así, cuando la demanda es baja el precio marginal se fija con las plantas de generación de carbón, con valores en torno a 20 euros/Mwh, frente cuando la demanda es elevada que es que es abastecida por las plantas de fuel-gas o los ciclos combinados, con importes comprendidos entre 28 euros/Mwh y 30 euros/Mwh. Concretamente, a partir del año 2002 (periodo 864) empiezan a entrar en funcionamiento los ciclos combinados de gas que permiten en muchos periodos de tiempo abastecer la demanda y reducir el precio de las plantas fuel-gas.

Sin embargo, tales resultados muestran unos precios marginales inferiores respecto a los precios reales recogidos en el mercado mayorista de generación eléctrica español cuya evolución varía entre 20 y 55 euros/Mwh⁶ (ver gráfico 2). Esta diferencia de resultados establece la necesidad de incluir costes fijos en los precios ofertados del pool.

Por tanto, parece que, en el precio marginal, el elemento más relevante viene dado por la contribución de los costes fijos que realizan las empresas generadoras en sus ofertas. Los porcentajes de los mismos son establecidos en función de las propias características de las tecnologías. Así, en las tecnologías con mayor posibilidad de convertirse en

⁵ Siguiendo a Ford (1999), hemos optado por simular un día típico de cada mes con sus correspondientes 24 horas ante la elevada cantidad de datos que generaría el modelo si simulamos las 24 horas diarias durante seis años.

⁶ En el año 2001, los precios llegan a alcanzar hasta 90 euros/Mwh. Sin embargo, esta situación se derivó de las averías acaecidas en varias plantas nucleares de forma simultánea junto con la baja hidráulica del periodo. Por tanto, este valor es consecuencia de una serie de factores aleatorios que es difícil que se repitan de forma simultánea para un mismo periodo temporal.

marginal, esto es, las plantas fuel-gas y las plantas hidráulicas con capacidad de almacenamiento, se establecen los mayores incrementos de costes fijos.

GRÁFICO 1. PRECIOS MARGINALES SIMULADOS DEL *POOL* DE ELECTRICIDAD ESPAÑOL

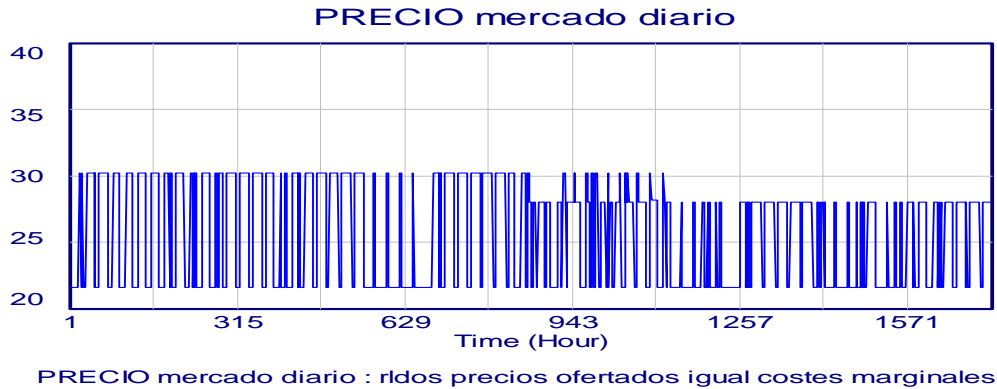
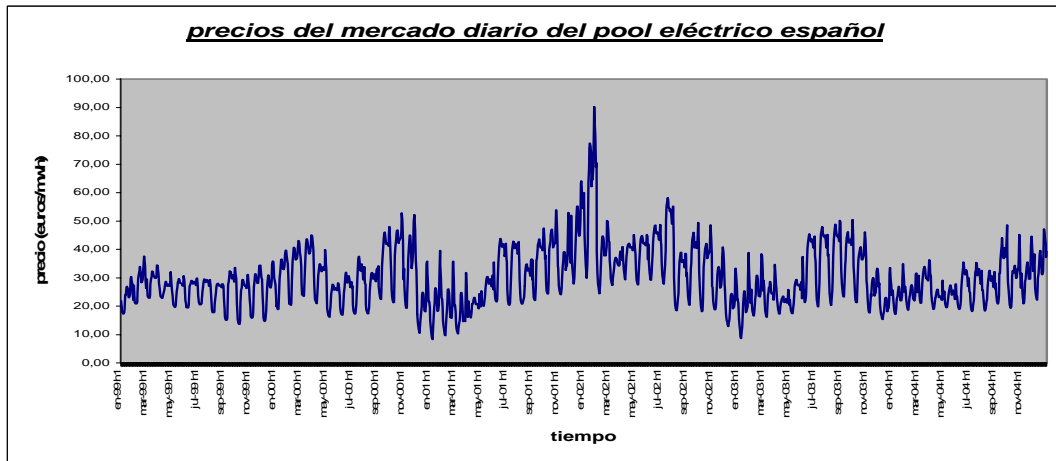


GRÁFICO 2. PRECIOS MARGINALES REALES DEL *POOL* DE ELECTRICIDAD ESPAÑOL



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados por el Operador del Mercado del Sistema Eléctrico Español (OMEL).

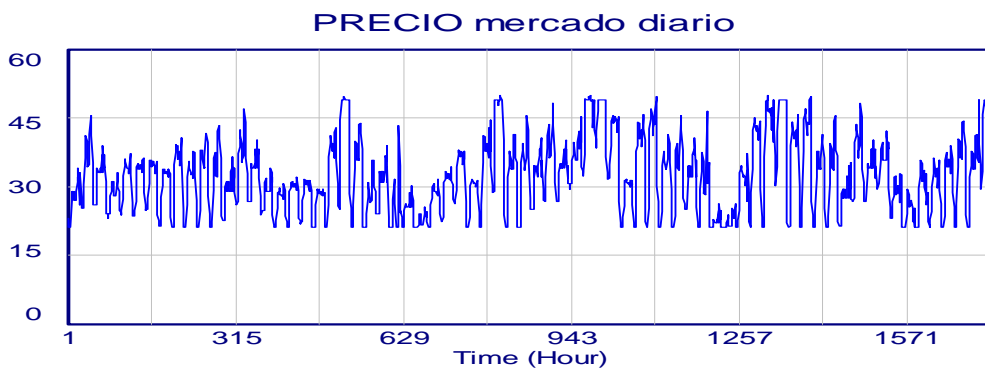
Sin embargo, las plantas nucleares o las plantas hidráulicas sin capacidad de almacenamiento tendrán incentivos a realizar sus ofertas a costes bajos puesto que de lo contrario las primeras tendrían problemas de funcionamiento y las segundas perderían la materia prima para el suministro de electricidad. Por tanto, para estas dos tecnologías se establecen porcentajes inferiores en los costes fijos realizados en sus ofertas de precios.

Asimismo, se considera la posibilidad de que una empresa eléctrica pueda ejercer poder de mercado en el *pool*. En este sentido, cuando la oferta de una empresa es indispensable para abastecer la demanda, la misma tenderá a fijar un precio bastante

superior al coste marginal. Por tanto, utilizamos el control que tiene una empresa en el mercado mayorista de generación de electricidad como medida de poder de mercado⁷.

La aplicación de estos criterios conlleva los resultados recogidos en el gráfico 3. Así, se puede observar un patrón de comportamiento de los precios marginales bastante más similar al real que en el caso anterior. En este sentido, los precios del *pool* evolucionan entre 20 euros/Mwh, coste marginal de las plantas de carbón, y 50 euros/Mwh que se sitúa bastante por encima del coste marginal de cualquier tecnología marginal.

GRÁFICO 3. PRECIOS MARGINALES SIMULADOS DEL MERCADO DIARIO ELÉCTRICO ESPAÑOL CON COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO



PRECIO mercado diario : precios ofertados con comportamiento estratégico

En este sentido, las plantas de carbón, esto es, las que tienen menos posibilidades de convertirse en marginales, apenas incrementan sus precios ofertados en el mercado mayorista salvo en periodos de escasez de oferta dónde tales precios ofertados se incrementan en torno al 3% respecto al coste marginal (ver gráfico 4).

Sin embargo, observamos un comportamiento totalmente distinto en los casos de las plantas fuel-gas. Así, las mismas se caracterizan porque, la mayoría de las veces, ofertan incrementos sobre los costes marginales en sus ofertas de precios, los cuáles son únicamente reducidos en momentos muy puntuales (cuando hay escasez de demanda). En el caso de las plantas fuel-gas, tal y como observamos en el gráfico 5, dichos incrementos alcanzan valores cercanos al 50% de los costes marginales de las mismas.

⁷ Dicho control se obtiene dividiendo la capacidad de generación total disponible de la empresa en cuestión respecto a la capacidad de generación disponible total del mercado menos la demanda (Grobbel, 1999). Si este ratio saliera inferior a uno, la empresa eléctrica que estamos analizando no podría controlar la sobreoferta en el momento considerado con lo cuál no tendría a incluir incrementos de coste variable significativos en su oferta de precios. En caso contrario, dicha empresa sí que tendría poder de mercado.

GRÁFICO 4. INCREMENTO DE COSTES OFERTADOS RESPECTO A LOS COSTES MARGINALES POR LAS PLANTAS DE CARBÓN

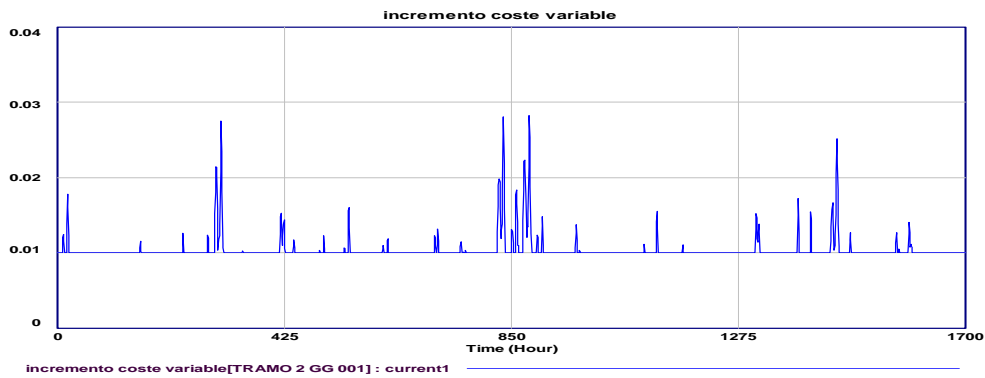
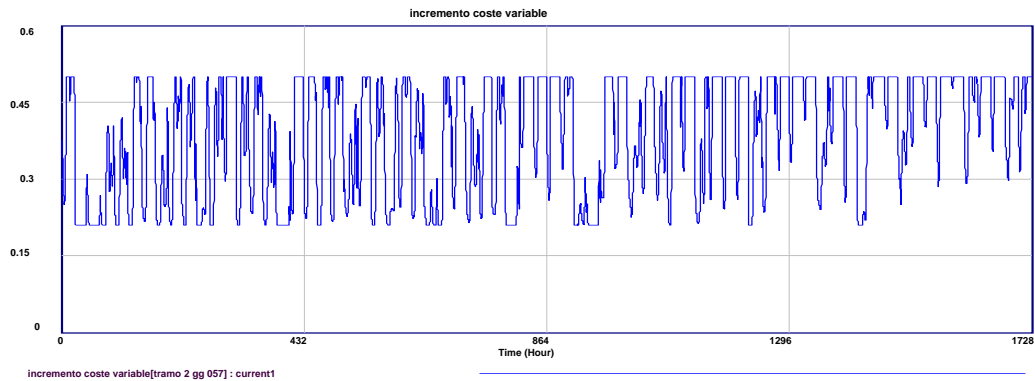
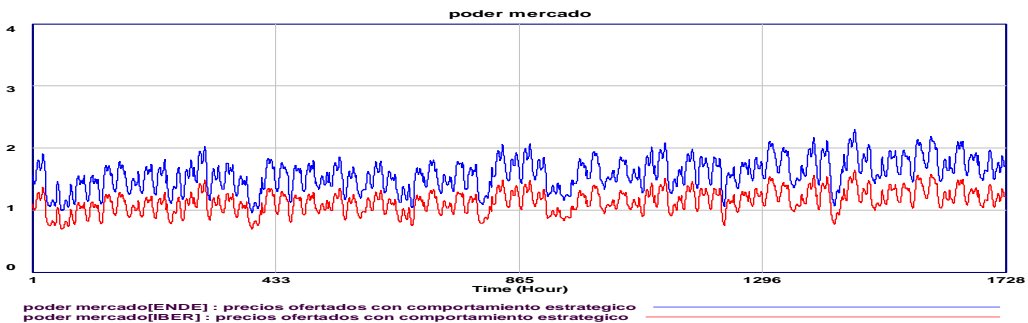


GRÁFICO 5. INCREMENTO DE COSTES OFERTADOS RESPECTO A LOS COSTES MARGINALES POR LAS PLANTAS FUEL-GAS



Asimismo, la evolución del poder de mercado de las empresas eléctricas (ver gráfico 6) muestran que Endesa e Iberdrola presentan un valor siempre superior a uno con el consiguiente incentivo a incrementar los precios ofertados puesto que su capacidad de generación es indispensable para abastecer la demanda.

GRÁFICO 6. EVOLUCIÓN DEL PODER DE MERCADO DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS GENERADORAS



5. CONCLUSIONES

La industria eléctrica se caracteriza por haber desarrollado importantes cambios, a nivel mundial, en la última década ante la búsqueda de una mayor eficiencia. Así, la consideración de la inexistencia de un monopolio natural en todas las actividades de la misma conlleva la búsqueda de la introducción de la competencia en aquellas actividades en que sea posible. En este sentido, es de destacar la actividad de generación puesto que la creación de mercados de generación mayoristas se sitúa como el elemento central en la nueva organización del sector.

En el caso del mercado de generación eléctrica español se observa una distancia entre la competencia formal definida en el marco normativo y la realidad sectorial lo que favorece la realización de ofertas estratégicas. En este sentido, se observa que:

- El 80% de las transacciones son realizadas por sólo dos empresas con lo que difícilmente puede esperarse que se sigan las reglas de los mercados con competencia.
- Apenas han aparecido nuevos competidores en la actividad de generación de forma que la mayor parte de las inversiones en capacidad previstas, incluidas los ciclos combinados de gas natural, pertenecen a las empresas que ya estaban en el sistema eléctrico español

En este contexto, es necesario analizar las estrategias que han seguido las empresas generadoras de tal forma que se pueda explicar el patrón de comportamiento histórico y, por tanto, predecir la evolución que seguirán los precios futuros del pool español. Esta situación es primordial si consideramos que la liberalización del sector eléctrico supone una toma de decisiones descentralizada, además de la política de fijación de precios, en la inversión en capacidad.

En este trabajo, se desarrolla un modelo de simulación, mediante la utilización de la Dinámica de Sistemas, que permita determinar dichas estrategias. Para ello se determinan las siguientes pautas de comportamiento para las empresas generadoras:

- Análisis de los grupos generadores en función de la tecnología que utilizan en la producción de energía eléctrica debido a que presentan la misma estructura de costes.

- Las cantidades ofertadas se realizan en función de la capacidad de generación disponible en el momento de realizar la oferta.
- La oferta de precios está formada por los costes variables y una determinada contribución de los costes fijos que varía en función de la escasez de oferta del sector así como del control del exceso de oferta que tienen las distintas compañías.

Los resultados de aplicar tales criterios a nuestro modelo de simulación muestran que el mercado mayorista de generación eléctrica español no es un mercado competitivo puesto que los precios formados en el mismo son, en múltiples periodos de tiempo, superiores a los costes de la tecnología marginal. Una de las principales razones se deriva de la concentración presente en tal sector que hace que la capacidad de generación de las dos principales empresas generadoras sea indispensable para abastecer la demanda con el consiguiente ejercicio de poder de mercado.

Por tanto, la liberalización por sí misma no es suficiente para garantizar la eficiencia sino que es necesario que la misma venga acompañada de un proceso de reestructuración sectorial que facilite dicho objetivo. De ahí, la necesidad de romper el duopolio in facto que existe en el sector eléctrico español para alcanzar unos precios adecuados.

BIBLIOGRAFÍA

APT, J. (2005): “Competition has not lowered U.S. industrial electricity prices”. *The Electricity Journal*, vol. 18, pp. 52-61.

BORESNSTEIN, S. y BUSHNELL, J. (1999): “An empirical analysis of the potential for market power in California’s electricity industry”. *The Journal of Industrial Economics*, vol. XLVII, pp. 285-323.

CALERO, P. (2000): “Aspectos determinantes en el proceso de liberalización y reestructuración de los sistemas eléctricos”, Ponencia presentada en la II Reunión de Economía Mundial, León 25 y 26 de mayo.

DYNER, I. y LARSEN, E. (2001): “From planning to strategy in the electric industry”. *Energy Policy*, vol.29, pp. 1145-1154.

FERREIRA, P., SOARES, I. y ARAÚJO, M. (2005): “Liberalisation, consumption, heterogeneity and the dynamics of energy prices”. *Energy Policy*, vol.33, pp. 2244-2255.

FORD, A. (1999): “Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States”, *Energy Policy*, vol. 27, pp. 637-658.

GONZÁLEZ, M. y COMENDADOR, R. (2002): “Determinación de variables estratégicas en el precio eléctrico. Análisis del mercado español”. *Economía Industrial*, nº 345, pp. 101-124.

GROBBEL, C. (1999): Competition in electricity generation in Germany and neighbouring countries from a System Dynamics Perspective. Germany, Peter Lang GmgH.

LEY 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE 28/IX/1997.

OMEL (Operador del Mercado Eléctrico Español): www.omel.es

O’NEILL, R., MEAD, D. y MALVADKAR, P. (2005): “On market clearing prices higher than the highest bid and other almost paranormal phenomena”. *The Electricity Journal*, vol. 18, pp. 19-27.

ORDEN de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

ORDEN de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

PÉREZ-ARRIAGA, I.J. (1997): “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica”. *Economía Industrial*, 316, pp. 27-42.

RODRÍGUEZ, L. (2001): “Sector eléctrico: el largo camino de la competencia”. *Colegio de Economistas de Madrid*, 87, pp. 355-364.

WOLFRAM, C.D. (1997): “Strategic bidding in a multi-unit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales”, NBER Working Paper nº 6269.