

# Las emisiones primarias de energía en el mercado español: Valoración de opciones teórica y de mercado<sup>\*</sup>

JUAN IGNACIO PEÑA

*Departamento de Economía de la Empresa, UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID, ESPAÑA. E-mail: ypenya@eco.uc3m.es*

## RESUMEN

Este trabajo describe las principales características generales de las subastas de capacidad virtual y las particularidades de su aplicación al mercado español como emisiones primarias de energía. Se analizan los resultados de la valoración de los precios de las opciones proporcionados por las subastas, de las cuales se realizaron siete ediciones. La evidencia empírica sugiere que en los precios de las opciones se están incorporando valores temporales negativos, lo cual es inconsistente con los modelos de valoración de opciones conocidos.

*Palabras clave:* Subastas de capacidad, valoración de opciones.

## Primary Energy Emissions in the Spanish Market: Theoretical and Market-Based Option Pricing

## ABSTRACT

This paper describes the main characteristics of the virtual power plant auctions and their applications to the Spanish energy market, known as primary energy emissions. The auction prices resulting from the seven auction processes available are analyzed from the point of view of the option pricing theory. The empirical evidence suggests that the option prices implied in the auction's results include negative time values, which is inconsistent with the implications of the option pricing models currently available.

*Keywords:* Capacity Auctions, Option Pricing.

Clasificación JEL: G13, L94, Q4

---

<sup>\*</sup> *El autor agradece los comentarios de dos evaluadores anónimos, Sergio Nogales, Ángel Saiz-Chicharro y Pablo Villaplana a una versión anterior de este trabajo. Este trabajo recibió el apoyo financiero del proyecto MCI ECO2009-12551.*

## 1. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los mercados eléctricos liberalizados en Europa han presentado problemas en la evaluación de sus resultados, parcialmente como consecuencia del poder de mercado de algunos operadores dominantes. Por ejemplo, el primer (segundo) operador es pivotal en el 100% (0.5%) de las horas en el mercado francés, en el 77 % (47%) en el mercado alemán y en el 49% (41%) en el mercado español. Eso implica que es necesario que uno o como máximo dos operadores deban de estar siempre disponibles para hacer frente a la demanda en casi el 100% de las horas lo cual da a esa empresa la oportunidad de utilizar su poder de mercado<sup>1</sup>.

Por tanto un objetivo relevante para las autoridades económicas es buscar métodos para hacer esos mercados menos concentrados y más eficientes, por ejemplo facilitando la entrada de nuevos operadores que puedan aumentar el nivel de competencia. Hay varios mecanismos para mejorar el nivel de competencia véase entre otros Allaz y Vila (1993), pero entre los más discutidos en la literatura se encuentran las desinversiones forzosas de activos y las subastas de capacidad virtual. Ambas tienen sus ventajas relativas. Las ventajas de las desinversiones es que permiten a los nuevos adquirentes participar de forma total en el mercado, fomentan el compromiso a largo plazo y favorecen la implantación de agentes con una escala de inversión sustancial. Por otra parte, las ventajas de las subastas es que son perfectamente divisibles, al no estar asignadas a ninguna planta en especial, son flexibles, fáciles de implementar y permiten la entrada rápida de nuevos agentes en el mercado. Las subastas de capacidad virtual son uno de los instrumentos regulatorios más novedosos empleados para tratar de controlar el crónico problema del poder de mercado en el sector eléctrico. Empleadas adecuadamente, pueden ser un instrumento muy versátil, como sugieren los resultados de Fabra y De Frutos (2011).

En este trabajo nos ocupamos de describir algunos aspectos de la aplicación de las subastas de capacidad en el mercado español, con especial mención a los resultados de la valoración de los precios de las opciones proporcionados por las subastas. La evidencia empírica sugiere que esos precios han implicado valores temporales negativos en las opciones, lo cual es inconsistente con los modelos habituales de valoración de opciones y, en consecuencia, sugiere una posible disfunción en el proceso de la subasta.

---

<sup>1</sup> Los datos sobre pivotalidad están basados en información disponible desde 2003 a 2005, véase EU (2007). No obstante hay que indicar que en el caso español las cifras de pivotalidad del sector han variado de forma importante en los últimos años, disminuyendo el grado de concentración de forma significativa. Análisis de la evolución de la competencia del sector eléctrico español están, entre otros, en Yepes (2005), Fabra,(2007) y Agosti, Padilla y Requejo (2007).

El resto del trabajo está organizado como sigue: la sección 2 describe las principales características generales de las subastas de capacidad. La sección 3 detalla las particularidades de su aplicación al mercado español. La sección 4 revisa brevemente los métodos de valoración de opciones. La sección 5 presenta y comenta los resultados de valoración del mercado y la sección 6 concluye.

## 2. LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA

Las Emisiones Primarias de Energía (EPE en adelante), como se ha denominado en España a una versión de las subastas de capacidad virtual o *Virtual Power Plants* (VPP), constituyen un instrumento regulatorio alternativo a las ventas forzosas de activos, en situaciones de exceso de concentración en la producción de energía eléctrica. Su popularidad en los países de la Unión Europea (EU) ha aumentado notablemente en los últimos años, desde que este instrumento fue recomendado por la Comisión Europea en 2001 a raíz de operaciones de concentración en el sector eléctrico europeo. En concreto, la adquisición por EDF, el operador dominante en el mercado eléctrico francés, del 34.5% de las acciones de EnBW, la cuarta mayor empresa eléctrica alemana. Como condición para aprobar esta adquisición, la Comisión Europea requirió que EDF subastase hasta 5,400 MW de su capacidad de generación en Francia a sus competidores durante nueve años.

La justificación principal de las subastas de VPP es que imponen contratos de suministro a largo plazo a los generadores dominantes, para de esta forma tratar de limitar su poder de mercado. Pero además de este objetivo básico, hay otros resultados que pueden obtenerse mediante el uso de las VPP, como exponen Ausubel y Cramton (2010). En primer lugar, se permite la entrada de nuevos agentes en el mercado eléctrico, ya que los agentes que obtienen los contratos de suministro por parte de los operadores dominantes, están ahora en condiciones de actuar como proveedores alternativos de energía eléctrica en un mercado dado. La existencia de nuevos agentes también puede ayudar a promover un mayor desarrollo del mercado mayorista tanto spot como a plazo. Finalmente, los precios que se fijan en las subastas pueden proporcionar señales útiles sobre los precios de la electricidad a medio y largo plazo.

En su forma más simple, las subastas de VPP consisten en facilitar el acceso a una serie de capacidades de generación, en forma de centrales eléctricas virtuales, a través de un mecanismo financiero en el que se subastan opciones de compra (*call options*) con entrega que puede ser física (electricidad) o financiera (liquidación por diferencias). La primera subasta de VPP en Europa fue la realizada por EDF en septiembre de 2001, y desde entonces se vienen repitiendo las subastas con periodicidad trimestral. Otros operadores dominantes en países europeos también han sido impulsados por las autoridades regulatorias a utilizar mecanismos de subasta similares como indican los casos de Electrabel (Bélgica).

ca), Nuon (Holanda), Elsam (Dinamarca), Endesa e Iberdrola (España), REN y EDP (Portugal), E.ON y RWE (Alemania).

### 3. MECANISMOS DE LAS EPE

El mecanismo de las EPE se basa en la subasta de derechos de compra de capacidad por un volumen total decidido en cada subasta por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITC). Los vendedores en esta subasta son los dos operadores principales (en España Endesa e Iberdrola) y los compradores pueden ser cualquier sujeto jurídico (grandes consumidores, comercializadores, agentes externos, otros productores excepto operadores principales como FENOSA o EDP). El supervisor de la subasta es la Comisión Nacional de Energía (CNE), el organizador es IBM, el administrador es Deloitte y de la gestión de garantías y agregaciones se encarga MEFF Tecnología y Servicios. Se realizaron siete subastas trimestrales EPE la primera en Junio de 2007 y la última en Marzo 2009, denominadas EPE607 y EPE309 respectivamente.

Los compradores adquieren un conjunto de opciones de compra (call) con un precio de ejercicio fijado por el MITC. Este precio de ejercicio debería cubrir el coste variable de producción de la electricidad y en particular debería basarse en el coste marginal de producción de los operadores principales. Así por ejemplo los precios de ejercicio base y punta en la EPE908 fueron de €42 y €60 MWh respectivamente y en la EPE309 €22 y €29. Como comparación en la EDF609 fueron €10 y €63 respectivamente. En el momento de la adjudicación de la subasta, los compradores pagan una prima por cada opción, determinada en la subasta, y que debería reflejar el coste fijo de producción. Es interesante señalar que, según la vigente legislación pueden establecerse precios de reserva, véase por ejemplo el Artículo 7 de la Resolución de 13 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se regulan las emisiones primarias de energía previstas en la disposición adicional única del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica. Dicho Artículo 7 establece que, por resolución de la Secretaría General de Energía, se podrá fijar un precio de reserva por debajo del cual los vendedores no estarán obligados a vender. Es decir, las primas de las opciones tienen un límite inferior que podrá venir fijado administrativamente.

A cada vencimiento diario y horario, en el caso de ejercer su opción, el comprador paga el precio de ejercicio. Por tanto, el precio final pagado por la electricidad para el poseedor de la opción es el coste fijo más el variable. Naturalmente, los compradores de las opciones solo las ejercerán si obtiene beneficios, o sea si las opciones están dentro de dinero (In-the-Money, ITM), es decir, ejercerán la opción para un día determinado si el precio de ejercicio es inferior al precio del mercado pool (mercado de contado) para ese día y hora.

En su estructura habitual, estos contratos de opción horaria replican una planta de generación estándar. Los tipos de producto son: el de carga base (24 horas todos los días) y el de carga punta (8:00 a 20:00, todos los días excepto sábados, domingos y festivos). El nominal del contrato varía entre 10 y 2 MWh y se han ofrecido entre cuatro y seis productos: base (trimestre, semestre y año) y punta (trimestre, semestre y año)<sup>2</sup>. Hay que mencionar que el volumen total ofrecido es el definido legalmente en cada subasta por el MITC, pero el volumen final en cada periodo de entrega por tipo de producto (base y punta) se decide en el proceso de subasta a través de la demanda de los postores.

La efectividad de las EPE para afectar el grado de competencia en el mercado depende de varios factores, tales como el número de compradores participantes, la existencia de un mercado a plazo profundo y de la elección del precio de ejercicio de las opciones.

Antes del comienzo de la subasta los vendedores determinan el mapa de curvas de indiferencia. Este mapa contiene los diferenciales de precio entre los diversos productos (dentro de cada grupo, base o punta) que hacen indiferente para el vendedor, vender un producto u otro. Las subastas son del tipo de reloj de precio ascendente. Es decir, se fija un precio de salida (o de reserva) para la primera ronda, que suele ser bajo para motivar una demanda compradora suficiente. Luego en múltiples rondas, los postores establecen cantidades demandadas para primas dadas en cada ronda y donde el precio aumenta de una ronda a otra y las demandas se reducen. La subasta acaba cuando la demanda es igual o inferior a la oferta. Los postores reciben información de la demanda agregada y del precio acordado al final de cada ronda. La subasta incluye restricciones a las pujas, tales como que los postores no pueden incrementar su demanda (en términos de potencia trimestral equivalente) en respuesta a aumentos de precios (curva de demanda decreciente con el precio). Asimismo, las pujas deben satisfacer las restricciones financieras impuestas por sus garantías. También se aplica como regla de cierre que el producto base y punta cierran de forma independiente. La subasta se cierra cuando la demanda no excede la oferta en ningún producto tanto base como punta. Hay que indicar que el precio de cierre es uniforme en el sentido de que todos los postores pagan el mismo precio y este precio es la prima de la opción.

Con respecto a la forma del ejercicio de la opción, que puede ser física o financiera, el RD 1634/2006 estableció el mecanismo de entrega física (decisión de ejercicio de la opción) del modo siguiente. El ejercicio de la opción para el día D, debe realizarse antes de las 8:30 del día D-1, y por tanto antes de conocer el precio del mercado diario en el día en cuestión. La recepción de la energía debe realizarse en el día D, a las horas acordadas y el coste total es, por tanto, la

---

<sup>2</sup> En la sexta y séptima subasta solamente se subastaron los productos semestre y año.

prima de la opción (pagada con anterioridad) más el precio ejercicio. En el caso de entrega financiera, el RD 324/2008 establece el mecanismo de la EPE financiera que se basa en el ejercicio automático de la opción, si está ITM. En este caso, los emisores de la opción (operadores dominantes) pagan en metálico la diferencia entre el precio de mercado diario y el precio de ejercicio al comprador de la opción. Si el agente quiere realizar la adquisición física de la energía, comprará la energía en el mercado diario (oferta de compra precio aceptante en la sesión D-1), y el resultado final será la recepción de la energía el día D. El coste total es por tanto, de nuevo la prima de la opción mas el precio de ejercicio.

El producto objeto de la subasta, en el caso del producto base, es una opción que permite comprar electricidad durante las 24 horas del día en el próximo año (o seis meses), 7 días a la semana, a un precio fijo. Por tanto, el producto subastado es una cartera de opciones sobre 24 subyacentes (las 24 horas de cada día) y con vencimientos desde 1 semana, a un año mas 1 semana, es decir 365 vencimientos distintos que multiplicado por las 24 horas dan como resultado 8760 opciones.

#### 4. VALORACIÓN DE OPCIONES

Para la valoración de este tipo de opciones hay que determinar previamente varios parámetros tales como la fecha de vencimiento, los precios de ejercicio, el tipo de interés libre de riesgo de referencia, los precios del activo subyacente y su volatilidad entre otros. Una vez que se han obtenido estos parámetros hay que aplicar una fórmula apropiada de valoración de opciones. Como el subyacente es el precio de la electricidad en fechas futuras, este puede aproximarse por contrato de futuros correspondiente. En este caso una primera aproximación para la valoración de este tipo de opciones puede ser el modelo de Black (1976) de opciones sobre futuros. Este modelo, entre otras hipótesis, impone que el precio de futuros sigue un movimiento Browniano y que las volatilidades de los precios de futuros son constantes para todos los plazos e iguales entre si (e iguales al precio de contado).

La fórmula para el cálculo del valor de una opción de compra europea con vencimiento en  $T$  sobre un contrato de futuros que vence en  $s \geq T$  es

$$c = e^{-rt} [F(t, s) N(d_1) - X N(d_2)] \quad (1)$$

donde

$$d_1 = \frac{\ln(F(t, s) / X) + (\sigma^2 T / 2)}{\sigma \sqrt{T}} \quad (2)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{T} \quad (3)$$

donde  $c$  es la prima de la opción de compra,  $r$  es el tipo de interés sin riesgo,  $F(t,s)$  es el precio a futuros con vencimiento en  $s$ ,  $X$  es el precio de ejercicio,  $\sigma$  es la volatilidad del precio de futuros y  $N(\cdot)$  es la función de distribución de una Normal estándar<sup>3</sup>. Conviene recordar que el valor total de la opción se compone de la suma de su valor intrínseco y su valor temporal. En el caso de este tipo de opciones su valor intrínseco es  $\max(F(t,s) - X, 0)$ . Como este valor no puede ser negativo y el precio de una opción es una cantidad no negativa, de ello se sigue que el valor temporal de una opción debería ser siempre no negativo. Este resultado es independiente del modelo concreto de valoración empleado.

## 5. RESULTADOS DE MERCADO

En este apartado analizamos en los resultados de valoración de opciones (carga base) por el mercado en dos subastas EPE recientes, la EPE908 y la EPE309<sup>4</sup>. Ambas son representativas de la tendencia general observada en las siete subastas realizadas hasta la fecha. Con respecto a la EPE908, la fecha de realización fue el 23/9/08 y el comienzo del periodo de ejercicio de las opciones fue 1/10/2008. La oferta de carga base fue de 1700MW y el precio de ejercicio de carga base fue de 42€/MWh. Los Precios de Futuro de Referencia de Mercado (PFRM) que se utilizan como indicadores del subyacente fueron, para el plazo de un semestre (1S) 72.58€/MWh y para un año (1A) de 68.51 €/MWh. La demanda en la primera ronda fue de  $5910/1700 = 3.5$  la cantidad ofrecida, es decir, bastante robusta. La prima o precio de salida definido por el MITC para la primera ronda de la subasta fue de 20 €/MWh para 1S y de 15.97 €/MWh para 1A. La prima final, que se fijó, tras once rondas de la subasta, fue de 30.34 €/MWh para 1S, es decir un incremento del 42% con respecto a la prima inicial y de 26.32 €/MWh para 1A, es decir un incremento del 50%. Por tanto los precios finales que pagarían los compradores de las opciones por la electricidad cada vez que ejerzan las opciones serán  $42+30.34=72.34$  para 1S y  $42+26.32=68.32$  para 1A.

Es interesante analizar el valor intrínseco y el valor temporal de las opciones así valoradas por el mercado. En el caso de las opciones 1S:

- $30.34 = \max(72.58 - 42, 0) + \text{Valor Temporal} = 30.58 - 0.24$

<sup>3</sup> Una de las limitaciones más conocidas del modelo de Black es que la volatilidad se asume constante. Hay abundante evidencia, véase por ejemplo Escribano, Peña y Villaplana (2011) que sugiere que los precios de la electricidad tienen en general volatilidad estocástica. Por ello la utilización de modelos de valoración de opciones tipo Heston (1993) podría ser más adecuada en estos casos.

<sup>4</sup> Los datos básicos de las subastas se han obtenido de la página web [www.subasta-epe.com](http://www.subasta-epe.com).

Es decir, la prima de de la opción obtenida en la subasta implica que las opciones tienen valor temporal *negativo* lo cual es sorprendente. Lo mismo ocurre en el caso de las opciones 1A:

- $26.32 = \text{Max}(68.51 - 42, 0) + \text{Valor Temporal} = 26.51 - 0.19$

Estos resultados son difíciles de entender en un contexto en el cual el valor temporal teórico de cualquier opción debería ser no negativo y sugiere problemas o bien en el diseño de los parámetros de la subasta o bien en los métodos de valoración que estén empleando los agentes<sup>5</sup>. Obsérvese que el precio final que pagarían los agentes que adquieren las opciones a 1S (72.34) y 1A (68.32) son inferiores a los precios de futuros de referencia 72.58 y 68.51 respectivamente. Esto sugiere una inconsistencia notable en la valoración relativa de opciones y futuros.

Con respecto a la subasta más reciente EPE309, la fecha de realización fue 24/3/09 y el comienzo del ejercicio de las opciones: 1/4/2009. La oferta en carga base fue 1700MW y el precio de ejercicio para carga base se fijó en 22€/MWh. Los PFRM fueron de 36.71€/MWh para 1S y de 39.18 €/MWh para 1A. La demanda en la primera ronda fue de  $4560/1700 = 2.7$  algo inferior a la anterior subasta. La prima en la primera ronda de la subasta se fijó en 9.41 €/MWh (1S) y en 11.72 €/MWh (1A). La prima final, obtenida en la ronda 9 fue de 14.19 €/MWh, (1S,+41%) y 16.75 €/MWh, (1A,+36%). Los precios finales fueron  $22+14.19= 36.19$  (1S) y  $22+16.75=38.75$  (1A).

Y de nuevo aparecen valores temporales negativos:

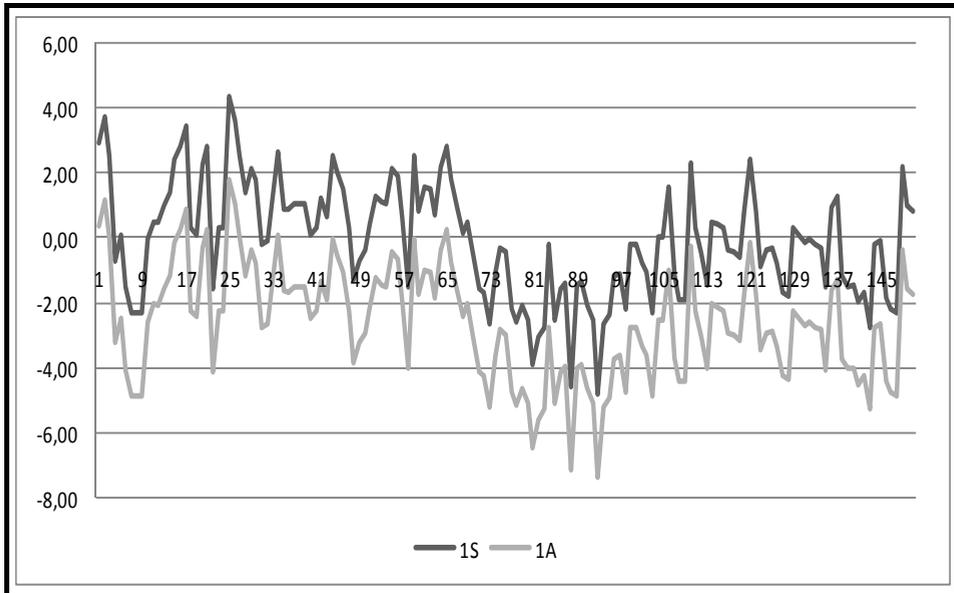
- (1S)  $14.19 = \text{Max}(36.71 - 22, 0) + \text{Valor Temporal} = 14.71 - 0.52$
- (1A)  $16.75 = \text{Max}(39.18 - 22, 0) + \text{Valor Temporal} = 17.18 - 0.43$

En la Figura 1 están los resultados que hubieran obtenido los compradores de opciones en esta subasta si hubieran decidido ejercer sus opciones y teniendo en cuenta el precio de referencia del pool<sup>6</sup>. Puede verse como en el caso del contrato 1S la opción está dentro de dinero en varias ocasiones, mientras que en el caso del contrato 1A, la opción está fuera de dinero prácticamente en toda la muestra. En el caso de las opciones de la subasta EPE908, al coincidir con uno de los periodos más agudos de la crisis económica, los precios de la electricidad de contado fueron muy bajos y las opciones estuvieron fuera de dinero de modo habitual. En resumen, la evidencia empírica sugiere que los precios pagados por las primas no son particularmente altos y de hecho se detectan valores temporales negativos de las opciones.

<sup>5</sup> Un factor que puede influir en este resultado es la fijación de un precio de salida o de reserva demasiado bajo.

<sup>6</sup> La comparación se realiza con respecto al precio medio diario del pool.

**Figura 1**  
Beneficio Opción 0309



*Fuente:* Elaboración propia.

Por otro lado, la experiencia documentada para el caso de Francia por Armstrong, Galli y Kapoor (2007) sugiere que las primas pagadas fueron demasiado altas en muchos casos y hubiera sido más barato para los compradores adquirir la electricidad directamente en el mercado pool. Sin embargo la razón por la cual los agentes estén dispuestos a pagar primas muy altas, este posiblemente relacionada con el hecho de que las cantidades subastadas en la VPP francesa eran considerablemente mayores que las disponibles en el Mercado de contado de Powernext. También debe subrayarse que en el mercado francés no hay precio de reserva y que la demanda es muy robusta, como indica que el ratio entre la demanda agregada y la oferta en la primera ronda de la subasta suele ser superior a cuatro.

## 6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha revisado el mecanismo de las EPE realizadas en nuestro país y se han destacado algunos resultados un tanto sorprendentes en el precio de las opciones proporcionado por las subastas. En concreto, el precio final fijado en la subasta parece estar imputando valores temporales negativos a las opciones, lo cual es inconsistente con los modelos de valoración de opciones conocidos. Esto sugiere problemas tanto por parte de la determinación de los

parámetros de la subasta (precios de ejercicio, precio de reserva) como por parte de los agentes a la hora de calibrar apropiadamente los parámetros a incluir en el modelo de valoración. Las razones que pueden estar detrás de esos problemas de determinación de parámetros o de calibración es una línea de investigación que merece ser explorada en mayor detalle.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- AGOSTI, L., A..J. PADILLA Y A. REQUEJO (2007) "El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados", *Revista de Economía Industria*, 364, 112-123.
- ALLAZ, B. AND VILA, J. L. (1993). "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency." *Journal of Economic Theory*, 59, 1-16.
- ARMSTRONG, M., GALLI, A., AND KAPOOR, A. (2007) " French VPP: Are buyers making a profit?", Working Paper, Cerna, Ecole des Mines de Paris, and Indian Institute of Technology, Delhi.
- AUSUBEL, L. AND CRAMTON, P. (2010) "Virtual Power Plant Auctions". *Utilities Policy*, 18, 201-208.
- BLACK, F. (1976). "The pricing of commodity contracts". *Journal of Financial Economics*, 3, 167-179.
- ESCRIBANO, Á., PEÑA, J. I. AND VILLAPLANA , P., (2011) "Modelling Electricity Prices: International Evidence". *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, doi: 10.1111/j.1468-0084.2010.00632.x
- E.U. (2007) "Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors COM (2006) 851 final".
- FABRA, N. (2007) "El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del Sector Eléctrico", Capítulo 10 en "Energía: del Monopolio al Mercado", editado por la CNE.
- FABRA, N. AND DE FRUTOS, M.A. (2011) "Endogenous Capacities and Price Competition: the Role of Demand Uncertainty". *International Journal of Industrial Organization*. Forthcoming.
- HESTON, S.L. (1993) "A closed-form solution for options with stochastic volatility with applications to bond and currency options", *Review of Financial Studies* 6, 327-343.
- YEPES RODRÍGUEZ, R. (2005) "Análisis mediante teoría de juegos de la evolución de la competencia en el sector eléctrico español". *Estudios de Economía Aplicada*, 23, 2, 335-362.