

Efectos de la Diversificación Tecnológica Sobre el Precio en Mercados Spot de Generación Eléctrica: el Caso de España¹

Albert Banal-Estanol²
John García Rendón³

Abstract

This paper employs a dynamic model by OLS and Instrumentals Variables (IV) to explore the relation between the firms' technological diversification and the system marginal price. We found an inverse relation between the technological diversification and the system's marginal price with negative coefficients for the six electricity supplier companies in the wholesale market for both estimation methods. Furthermore, all the firms display the biggest effect on the system's marginal price with the use of the high-cost technology. Also both technologies (high-cost technology and low-cost technology) present the highest impact on the system's marginal price in the long-run.

JEL Classification: O33, L11, L94.

Keywords: technology diversification, wholesale electricity market, system marginal price.

¹ Este paper fue realizado durante la estancia de John García como visiting PhD student en City University London entre el 2008 y 2009. Agradezco al personal administrativo y de Department of Economics de City su valiosa ayuda y a la Universidad EAFIT su financiación. A Mauricio Bedoya por su ayuda con algunas transformaciones que fueron necesarias para la construcción de la base de datos. Y los comentarios de Josep Luis Raymond, Juan Miguel Gallego, Luis H. Gutiérrez y Walter Diaz.

² Profesor Universitat Pompeu Fabra, España y City University London, England. 08005 Barcelona (España). Tel: (+34) 93 542 2871, +44(0)2070 404576, Fax: (+34) 93 542 1746, +44(0)2070 408580. E-mail: albert.banalestanol@upf.edu, A.Banal-Estanol@city.ac.uk

³ Profesor Universidad EAFIT, Colombia. 3300 Medellín (Colombia). Tel: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co

1. Introducción

El efecto de la diversificación tecnológica sobre los precios es una pregunta importante en industrias con un producto homogéneo, pero con diversas tecnologías de producción. En la medida que haya mayor diversificación tecnológica los costes de generación deberían disminuir y, por tanto este efecto debe trasladarse a los consumidores vía menores precios, debido a que se trata de un mercado donde existe competencia, como es el caso de los mercados *spot* de generación eléctrica. Por ejemplo, en otros mercados como el de las telecomunicaciones o internet, sectores donde se ha introducido gran diversificación tecnológica ello ha llevado a caídas en los precios (Jorgenson y Wessner (2007)). Por tanto la pregunta importante que debe plantearse en términos de política energética y que no ha sido investigada empíricamente es: ¿Qué impacto tiene la diversificación tecnológica sobre el precio en mercados *spot* de generación eléctrica?

El objetivo que se propone este paper es analizar el efecto de la diversificación tecnológica sobre la formación de precios en mercados *spot* de generación eléctrica, por medio de datos para el *pool* eléctrico español entre el 2004 y el 2006. A pesar de su importancia, la literatura sobre este tema es escasa. Uno de los pocos estudios que existe sobre el tema muestra por medio de unas simulaciones que una mayor diversificación tecnológica en generación eléctrica conduce a menores precios de mercado (Banal-Estanol y Rupérez (2009)). Más interés se ha dado en cuantificar el impacto de los costes marginales en los precios y a medir el poder de mercado. Con respecto al primer tema, von der Fehr y Harbord (1993) encontraron que los generadores normalmente hacen ofertas a precios por encima del coste marginal. Rudkevich et al. (1998) analizaron el comportamiento del precio en el *pool* eléctrico en Pensilvania, mostrando que los generadores aumentaron los precios. Green (1996) para el *pool* eléctrico inglés muestra que las empresas incrementaban el precio de las ofertas, con el fin de obtener mayores beneficios aunque hubieran menos plantas de generación despachadas. Así mismo, Wolfram (1998) para el mismo mercado, encuentra evidencia que las empresas incrementaban sus precios de oferta para aumentar el precio de la tecnología que determinaba el precio marginal del sistema (PMS). Wolak (1997) muestra como el comportamiento de los precios en los países de Inglaterra y Gales, Noruega y el estado de Victoria en Australia y Nueva Zelanda es el resultado del ejercicio del poder de mercado. Por su parte, Puller (2007), Borenstein et al. (2002) y Joskow y Kahn (2002) analizan el desempeño de los precios de las empresas de generación eléctrica en el mercado de California después de su reestructuración. Su principal conclusión es que la dramática subida de precios en este mercado fue un efecto de los cambios en costes y demanda y no de los cambios en las conductas de las empresas.

También de Frutos y Fabra (2008), Fabra y Toro (2005) y García-Díaz y Marín (2003) realizaron tres estudios para el *pool* español donde analizan causas sobre el comportamiento del precio. El primero, entre otros aspectos, explica si los contratos *forward* contribuyen a reducir precios, debido al poder de mercado. Sus resultados sugieren que los contratos mejoran el bienestar siempre que se asignan a las empresas grandes o a las eficientes con altos incentivos para incrementar precios. El segundo trabajo, usando un modelo de Cournot entre las firmas contratantes, establecen que los productores pueden haber llegado a un cierto acuerdo de colusión tácita que distorsionó los resultados del mercado. Y el último estudio, encuentra que las asimetrías de tamaño, tecnologías y costes entre las empresas generadoras, desempeñan un papel crucial en la determinación de los precios. Además de encontrar problemas de poder de mercado en el *pool*. Otros estudios que han encontrado poder de mercado en el mismo *pool*, son el de Pérez et al. (2005), por medio de un modelo de Cournot; el de Kühn y Machado (2006), con el modelo de la función de oferta y Federico et al. (2008) a través del *Residual Supply Index* (Índice de oferta residual). También Bushnell (2003), por medio del modelo de Cournot, concluye que las empresas pueden obtener beneficios asignando unidades de generación hidráulica a los períodos no pico.

Los principales resultados por medio de un modelo dinámico estimado por OLS y Variables Instrumentales (VI) para ofertas horarias realizadas por cada una de las empresas, indican que hay una relación inversa entre la diversificación tecnológica y el precio marginal del sistema (PMS). La empresa que presenta la mayor diversificación tecnológica para el período de estudio, medida por medio del *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI), es la que a su vez tiene el mayor efecto sobre la disminución del PMS. Al controlar por posibles problemas de endogeneidad, Unión Fenosa y Endesa, que le siguen en orden de importancia en diversificación tecnológica en la industria, también presentan un alto impacto en la disminución del PMS, pero menor que Iberdrola. El mayor impacto sobre la disminución del PMS lo tienen por medio de la tecnología de alto coste, los coeficientes para estas tres empresas son -117%, -71% y -56%, respectivamente. La empresa que presenta el menor efecto de las cuatro más grandes de la industria sobre el PMS por medio de la estimación OLS y el penúltimo, con la estimación por VI, es la especializada en generación con tecnología de alto coste, vía CCGT, Gas Natural⁴. Al comparar los resultados obtenidos con la estructura de corto y de largo plazo, todas las empresas presentan un mayor impacto sobre la disminución del PMS con ambas tecnologías en el largo plazo (días).

⁴ Antes de fusionarse con Unión Fenosa en 2009.

Este paper se estructura de la siguiente forma. Después de esta introducción se hace alusión a la hipótesis y metodología usados en la investigación. La sección 3 se refiere a los resultados sobre los efectos de la diversificación tecnológica en el PMS para cada una de las empresas que conforman el *pool*, utilizando un modelo dinámico por OLS y Variables Instrumentales (VI). La 4 trata sobre los datos utilizados en la investigación, y la estrategia de ofertas de precios en el *pool* por empresa. Finalmente, se plantean unas conclusiones.

2. Hipótesis y metodología

2.1. Hipótesis

La hipótesis a verificar en esta investigación es que existe una relación inversa entre el precio marginal del sistema (PMS) y la diversificación tecnológica (DT).

En la medida que haya mayor diversificación tecnológica los costes de generación deberían disminuir, debido a incrementos en la productividad y, por tanto este efecto debe trasladarse a los consumidores vía menores precios, debido a la competencia que hay en los mercados *spot* de generación eléctrica. Por ejemplo, en otros mercados como el de las telecomunicaciones o internet, sectores donde se ha introducido gran diversificación tecnológica ello ha llevado a caídas en los precios (Jorgenson y Wessner (2007)).

La diversificación tecnológica está relacionada con el componente de disponibilidad tecnológica ofertada de bajo coste (nuclear e hidráulica) y de alto coste (carbón, CCGT y fuel/oil). A partir de la base de datos construida con la información de los ficheros de OMEL, se halla el *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI)⁵ para cada una de las empresas con las participaciones de las tecnologías utilizadas para generar electricidad en el régimen ordinario y cuya medida se utiliza como indicador de diversificación tecnológica en esta investigación. Mientras menor sea el valor del HHI más diversificada será la empresa. Si alguna empresa está especializada en la generación de electricidad con una sola tecnología su HHI tendrá un valor de 10000. Estos valores están en un rango entre 2725 y 10000, que corresponden al valor de la empresa más diversificada (Iberdrola) y la empresa especializada en la producción por medio de la tecnología de alto coste (CCGT) (Gas Natural). Las otras dos empresas en orden de importancia de diversificación tecnológica son Unión Fenosa y Endesa con un HHI de 2804 y 3076,

⁵ Definido como la suma de los cuadrados de la participación de cada una de las tecnologías para cada empresa.

respectivamente, ver Tabla 3. El HHI para Enel Viesgo Generación⁶ e Hidrocantábrico fueron de 3457 y 4045.

Simultáneamente esta información se cruza con las estimaciones obtenidas por medio de los enfoques OLS y variables instrumentales, donde en cada una de las regresiones las variables correspondientes a las disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste (DBC y DAC) consideran las diferentes tecnologías utilizadas por cada una de las empresas para la generación de electricidad y por tanto, en la medida que los coeficientes estimados en DBC y DAC para las empresas con mayor nivel de diversificación tecnológica sean negativos y de mayor magnitud estaría indicando la relación inversa existente entre la diversificación tecnológica y el PMS.

Los estudios realizados sobre este tema para el sector energético son escasos. El principal resultado encontrado por medio de unas simulaciones realizadas por Banal-Estanol y Rupérez (2009) cuando analizan los efectos de la diversificación tecnológica sobre los precios de generación eléctrica, es que una mayor diversificación conduce a precios de mercado más bajos. Los autores consideran que, por ejemplo, aspectos como un exceso de demanda y la diversificación en generación, afectan no solamente los resultados del mercado, sino también la actitud competitiva de las empresas⁷. Por su parte, Arellano y Serra (2007) examinan los portafolios de generación como un recurso de poder de mercado.

2.2. Metodología

Las estimaciones se realizan con modelos dinámicos, debido a que se trata de series temporales con datos horarios, con un tamaño muestral de 26303 observaciones. Con este enfoque las estimaciones se realizan para cada una de las empresas que conforman el *pool* eléctrico español entre el 2004 y el 2006: Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa, Gas Natural, Hidrocantábrico, Enel Viesgo Generación y el resto se agrupa en otras⁸. Se trata de un modelo autorregresivo de rezagos distribuidos (Autoregressive Distributed Lags, ADL), donde la variable dependiente, el PMS_t , es el precio marginal del sistema en el período t ⁹, explicada por sus rezagos PMS_{t-1} , PMS_{t-2} y PMS_{t-24} ¹⁰; la demanda de la industria Q_t ; las disponibilidades ofertadas de bajo y

⁶ Esta empresa en su *mix* tecnológico no dispone de plantas nucleares ni fuel gas.

⁷ Ver también Roth y Erev (1995).

⁸ Otras incluye Eléctrica de la Ribera del Ebro, Fuerzas Eléctrica de Navarra, AES Energía Cartagena y Elcogas.

⁹ Las ofertas en el mercado *spot* de generación eléctrica se realizan cada hora. Por tanto t corresponde a períodos de cada hora que va desde 1 hasta 26303.

¹⁰ Los retardos son determinados por medio de las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial. Sólo se consideran en la regresión aquellos que resultan significativos.

alto coste de cada empresa $DBC_{j,t}$ y $DAC_{j,t}$ y por una *dummy* que recoge el cambio en la demanda para períodos de baja y alta demanda. El período de baja demanda lo constituyen las primeras ocho horas del día, donde toma valores de 0; mientras que el de alta demanda está compuesto por las 16 horas restantes, que toman valores de 1. J corresponde a cada una de las empresas referidas anteriormente. También considera el término de error $\varepsilon_{j,t}$. La representación del modelo en el corto plazo está dada por la ecuación (1)¹¹:

$$PMS_t = \alpha_{0,j} + \alpha_{1,j}PMS_{t-1} + \alpha_{2,j}PMS_{t-2} + \alpha_{3,j}PMS_{t-24} + \beta_{1,j}Q_t + \beta_{2,j}DBC_{j,t} + \beta_{3,j}DAC_{j,t} + \beta_{4,j}Dummy_t + \varepsilon_{j,t} \quad (1)$$

Los $\alpha_{i,j}$ y $\beta_{i,j}$ corresponden a los coeficientes estimados para cada una de las variables explicativas. Con la excepción de $\alpha_{0,j}$, que representa el término independiente. Los coeficientes para la demanda de la industria $\beta_{1,j}$ y la *Dummy* $\beta_{4,j}$, a priori se espera que sean positivos, es decir, a mayor nivel de demanda se espera un mayor precio. Los coeficientes para las disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste $\beta_{2,j}$ y $\beta_{3,j}$, deben ser negativos; en la medida que haya mayor diversificación tecnológica los costes de producción tienden a disminuir y por tanto los precios deben ser menores. Esto confirmaría la relación inversa entre la diversificación tecnológica y el *PMS*.

Aplicando el operador de retardos¹² donde $LPMS_t = PMS_{t-1}$ y $L^s PMS_t = PMS_{t-s}$ a la ecuación (1), se tiene el polinomio que caracteriza esta ecuación, en la siguiente forma:

$$PMS_t = \alpha_{0,j} + \alpha_{1,j}LPMS_t + \alpha_{2,j}L^2 PMS_t + \alpha_{3,j}L^3 PMS_t + \beta_{1,j}Q_t + \beta_{2,j}DBC_{j,t} + \beta_{3,j}DAC_{j,t} + \beta_{4,j}Dummy_t + \varepsilon_{j,t}$$

$$PMS_t = \alpha_{0,j} + (\alpha_{1,j}L + \alpha_{2,j}L^2 + \alpha_{3,j}L^3)PMS_t + \beta_{1,j}Q_t + \beta_{2,j}DBC_{j,t} + \beta_{3,j}DAC_{j,t} + \beta_{4,j}Dummy_t + \varepsilon_{j,t}$$

$$PMS_t = \alpha_{0,j} + \beta_{1,j}Q_t + \beta_{2,j}DBC_{j,t} + \beta_{3,j}DAC_{j,t} + \beta_{4,j}Dummy_t + D(L)PMS_t + \varepsilon_{j,t} \quad (2)$$

¹¹ Ver Hamilton (1994), Wooldridge (2006) y Pérez (2006).

¹² Ver Enders (1995).

Donde $D(L)$ es el polinomio de orden 3, $(\alpha_{1,j}L + \alpha_{2,j}L^2 + \alpha_{3,j}L^3)$

Para obtener la solución en el largo plazo cuando el PMS_t , Q_t , $DBC_{j,t}$, $DAC_{j,t}$ y $Dummy_t$ alcanzan el punto de equilibrio en \overline{PMS} , \overline{Q} , \overline{DBC} , \overline{DAC} y \overline{Dummy} respectivamente, entonces:

$$\begin{aligned} \overline{PMS} &= \alpha_{0,j} + \beta_{1,j}\overline{Q} + \beta_{2,j}\overline{DBC} + \beta_{3,j}\overline{DAC} + \beta_{4,j}\overline{Dummy} + \\ &+ (\alpha_{1,j}L + \alpha_{2,j}L^2 + \alpha_{3,j}L^3)\overline{PMS} + \varepsilon \end{aligned}$$

Donde $\alpha(L) = (\alpha_{1,j} + \alpha_{2,j} + \alpha_{3,j})$ y por tanto,

$$\begin{aligned} \overline{PMS} - (\alpha_{1,j} + \alpha_{2,j} + \alpha_{3,j})\overline{PMS} &= \alpha_{0,j} + \beta_{1,j}\overline{Q} + \beta_{2,j}\overline{DBC} + \beta_{3,j}\overline{DAC} + \beta_{4,j}\overline{Dummy} + \varepsilon \\ \overline{PMS} &= \frac{\alpha_{0,j} + \beta_{1,j}\overline{Q} + \beta_{2,j}\overline{DBC} + \beta_{3,j}\overline{DAC} + \beta_{4,j}\overline{Dummy} + \varepsilon}{[1 - (\alpha_{1,j} + \alpha_{2,j} + \alpha_{3,j})]} \end{aligned} \quad (3)$$

La estructura o el multiplicador de largo plazo para la tecnología de bajo y alto coste está dado por las ecuaciones (4a) y (4b), respectivamente.

$$\frac{d\overline{PMS}}{dDBC} = \frac{-\beta_{2,j}}{[1 - (\alpha_{1,j} + \alpha_{2,j} + \alpha_{3,j})]} \quad (4a)$$

$$\frac{d\overline{PMS}}{dDAC} = \frac{-\beta_{3,j}}{[1 - (\alpha_{1,j} + \alpha_{2,j} + \alpha_{3,j})]} \quad (4b)$$

3. Efectos de la diversificación tecnológica por empresa sobre el PMS

Esta sección, inicialmente muestra los resultados de la estimación para cada empresa obtenidas a través del modelo dinámico por OLS de las ecuaciones (1), (4a) y (4b), presentadas en la metodología. Luego, con el fin de controlar posibles problemas de endogeneidad, como se explica en la sección 3.2 se realizan las estimaciones por variables instrumentales¹³.

¹³ Para transformar las variables se utiliza el logaritmo natural del dato en el período t menos el logaritmo natural del dato en el periodo $t-1$, como muestra la siguiente ecuación $D_t = \ln(D_t) - \ln(D_{t-1})$. Esta ecuación rinde resultados prácticamente idénticos a una tasa de crecimiento, pero con una distribución más simétrica y que resulta más conveniente para la transformación de las series.

3.1. Estimaciones por OLS

Las estimaciones se realizan para cada una de las empresas en el corto plazo. La variable PMS es explicada por los rezagos del PMS en los periodos $t-1$, $t-2$ y $t-24$ ¹⁴, la demanda de la industria (Q), las disponibilidades ofertadas por tecnología de bajo y alto coste (DBC y DAC) y la *dummy* que recoge el efecto de los cambios en la demanda, con un valor de 1 cuando ésta es alta y 0 en otro caso. También se utiliza el *test* de *Dickey Fuller* para comprobar que las series están integradas y los residuales para cada una de las regresiones por empresa son estacionarios para que la regresión no sea espúrea.

La Tabla 1 muestra los resultados para las estimaciones por OLS entre el 2004 y el 2006. Como lo establecen Banal-Estanol y Rupérez (2009) una mayor diversificación conduce a precios de mercado más bajos. Los coeficientes β_2 y β_3 del Panel A, correspondientes a las disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste, respectivamente, para cada una de las empresas en el corto plazo, presentan signo negativo indicando dicha relación. El mayor efecto sobre el PMS es determinado por medio de la tecnología de carbón, CCGT y fuel/oil (alto coste). Iberdrola¹⁵ es la empresa que presenta el mayor efecto sobre éste, por medio de esta tecnología, -88%, frente a -60% de Unión Fenosa, -40% de Endesa y -22% mostrado por Gas Natural. Un aumento en la tecnología de alto coste del 100% en Iberdrola, hace que el PMS disminuya en 88%. Iberdrola, la empresa que tiene la mayor diversificación tecnológica en la industria, es decir con el HHI más bajo, es la que presenta el mayor efecto sobre la reducción del PMS por medio de ambas tecnologías.

Unión Fenosa que le sigue en orden de importancia en diversificación tecnológica, también es la segunda empresa en importancia con efectos positivos sobre la disminución del PMS. La empresa que presenta el menor efecto de las cuatro más grandes de la industria sobre el PMS en el régimen ordinario, es la especializada en generación con tecnología de alto coste, vía CCGT, Gas Natural. El coeficiente para la tecnología de bajo coste, estimada por OLS, sólo resulta significativo para Iberdrola¹⁶. Por un aumento del 100% en disponibilidad ofertada de energía nuclear e hidráulica, reduce el PMS en la industria en 17%.

¹⁴ Se eligen estos específicamente porque en las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial para el PMS las barras 1, 2 y 24, son las únicas significativas.

¹⁵ El Consejo Nacional de la Competencia (CNC) entre 2002 y 2005 encontró algunos casos que llamó como abuso de poder por parte de esta empresa.

¹⁶ Sin embargo, como se muestra en la sección siguiente, al realizar las estimaciones por variables instrumentales los coeficientes sobre disponibilidades ofertadas de bajo coste para Endesa y Unión Fenosa resultan estadísticamente significativos. Para las empresas con mínimas participaciones en la

Tabla 1. Efectos de la diversificación tecnológica sobre el PMS por empresa con modelo dinámico por OLS

Panel A. Estructura de corto plazo

Parámetro/ Empresa	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocant abrico	Enel Viesgo	Gas Natural	Otras
α_0 (C)	-0.0062 (-4.90)*	-0.0055 (-4.34)*	-0.0061 (-4.80)*	-0.0063 (-4.88)*	-0.0057 (4.44)*	-0.0049 (-3.80)*	-0.0065 (-5.03)*
α_1 (PMS) _{t-1}	-0.0232 (-4.55)*	-0.0124 (-2.45)*	-0.0141 (-2.78)*	-0.0038 (-0.75)	-0.0090 (-1.77)	-0.0110 (-2.16)	-0.0042 (-0.83)
α_2 (PMS) _{t-2}	-0.0865 (-17.13)*	-0.0797 (-15.76)*	-0.0800 (-15.83)*	-0.0736 (-14.47)*	-0.0792 (-15.62)*	-0.0806 (-15.80)*	-0.0728 (-14.35)*
α_3 (PMS) _{t-24}	0.3763 (70.50)*	0.3870 (72.75)*	0.3836 (71.91)*	0.3999 (75.16)*	0.3922 (73.67)*	0.3963 (74.58)*	0.3990 (75.05)*
β_1 (Q) _t	1.1208 (67.15)*	1.1073 (65.88)*	1.1139 (66.38)*	0.4050 (61.79)*	1.0676 (64.18)*	1.0364 (62.23)*	1.0618 (63.53)*
β_2 (DBC) _t	-0.0047 (-0.95)	-0.1708 (-4.16)*	-0.0085 (-1.10)	-0.0012 (-0.47)	-0.0076 (-0.99)	NA	NA
β_3 (DAC) _t	-0.4027 (-25.61)*	-0.8825 (-18.45)*	-0.6000 (-21.40)*	-0.0600 (-2.35)	-0.2433 (-14.95)*	-0.2151 (-12.68)*	-0.1460 (-7.45)*
β_4 (Dummy) _t	0.0094 (5.94)*	0.0084 (5.28)*	0.0093 (5.83)*	0.0095 (5.92)*	0.0086 (5.38)*	0.0074 (4.61)*	0.0098 (6.10)*
R ² ajustado	0.41	0.40	0.41	0.40	0.40	0.40	0.40
Durbin Watson	2.1340	2.1470	2.1488	2.1410	2.1387	2.1405	2.1432

Panel B. Estructura de largo plazo

Parámetro/ Empresa	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocant abrico	Enel Viesgo	Gas Natural	Otras
$\beta_2/[1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3)]$	-0.0064	-0.2423	-0.0120	-0.0033	-0.0109	NA	NA
$\beta_3/[1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3)]$	-0.5490	-1.2515	-0.8445	-0.0268	-0.3496	-0.3094	-0.2154

Nota: el valor en paréntesis corresponde al estadístico t

*Significativo al 1%

NA: No Aplica.

Fuente: Estimaciones a partir de la base de datos construida con información de los ficheros de OMEL.

Como es de esperarse, la demanda tiene un efecto positivo sobre el precio. Mayores niveles de demanda están asociados con un mayor nivel de precios. Para las 6 empresas analizadas en la muestra y el ítem otras, los coeficientes estimados no presentan grandes diferencias, con la excepción del coeficiente para Hidrocantábrico (41%). Para las otras empresas el efecto de ésta varía entre el 112%, que corresponde al máximo valor para Endesa y el 104%, al mínimo valor arrojado por Gas Natural. El coeficiente de la *dummy*, considerado para recoger el efecto de

industria en esta tecnología como Hidrocantábrico y Enel Viesgo, con 3.2% y 2.8%, respectivamente, no son significativos.

cambios en la demanda, para todas las empresas resulta estadísticamente significativo, corroborando dicho efecto.

El impacto de la tecnología de bajo y alto coste en el largo plazo se estima a partir de las ecuaciones (4a) y (4b). Ambas tecnologías presentan mayor efecto sobre el PMS en el largo plazo, es decir entre días, ver Panel B de la Tabla 1. Los valores de largo plazo para la tecnología de alto coste, para Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa y Gas Natural son de -125%, -55%, -84% y -31%, respectivamente; mientras que en el corto plazo ascendieron a -88%, -40%, -60% y -22%, respectivamente. Por su parte, el coeficiente para la tecnología de bajo coste, para la única empresa que resulta estadísticamente significativo, en el largo plazo es de -24%.

Si bien se encuentra evidencia de una relación inversa entre la diversificación tecnológica y el PMS; también existen otros aspectos que juegan un papel importante en la determinación del precio, como el poder de mercado y los comportamientos estratégicos. El poder de mercado en los primeros años de funcionamiento del *pool* español fue atenuado parcialmente, debido al mecanismo implementado para la recuperación de los costes de transición a la competencia, CTC¹⁷, (Crampes y Fabra (2005), Pérez et al. (2005) y Fabra (2008)). Este mecanismo fue sin embargo perdiendo credibilidad hasta ser suprimido en el 2006 (Federico et al. (2008)). Las dos empresas más grandes en la industria, Iberdrola y Endesa son suministradoras pivote. Según información de la Comisión Nacional de Energía (CNE) (2005 y 2007), Iberdrola y Endesa fueron pivotes el 21% y 15% respectivamente, de las horas en el 2005, equivalente al 63% y 59% de los días para dicho año. Y en 2006, de acuerdo con Federico et al. (2008), los porcentajes de horas en que estas dos empresas fueron pivotes ascendieron a 9.2% y 6.4%, respectivamente. También como lo sugieren Pérez et al. (2005) y Kühn y Machado (2006), el poder de mercado presentó poco impacto en el precio *spot* del mercado eléctrico español hasta 2004. Sin embargo, a partir de 2004 el precio se incrementa significativamente. Entre el 2004 y 2005, la media de éste creció un 92%, pasando de 27.94 €/MWh a 53.68 €/MWh y en 2006, prácticamente se sostuvo en el nivel del año anterior, 50.53 €/MWh.

En 2006 y 2007 se implementaron medidas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico por el gobierno o el regulador del sector. Algunas por la necesidad de conformarse con la legislación a nivel europeo o por un deseo de corregir el diseño del mercado. Otras por el resultado del incremento de la presión reguladora presentado por falencias en el diseño actual, particularmente la emergencia de un significativo déficit tarifario eléctrico en 2005 y 2006 o con

¹⁷ Si el precio medio actual de venta de la energía eléctrica de alguna de las empresas a las que se reconoció CTC excedía el valor previsto de 36 €/MWh, el correspondiente exceso de ingresos sería deducido del valor actual de CTC pendientes de recuperación. Ver la memoria justificativa del Proyecto de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

el fin de mitigar el poder de mercado, (Federico et al. (2008)). Sólo se tratarán las relacionadas con el poder de mercado. Con el RDL 3/2006 el Operador del Mercado asimilaba a contratos bilaterales físicos la energía casada que fuera producida y adquirida por sujetos del mismo grupo empresarial, de modo que en el mercado diario e intradiario sólo se transaba la diferencia entre la totalidad de las ofertas casadas y las asimiladas a contrato bilateral físico¹⁸. Esta medida ocasionó que los porcentajes ofertados en disponibilidad ofertada en tecnología de bajo y alto coste, en promedio, en diciembre de 2006 fueran 32% y 68%, respectivamente; mientras que en el mismo mes del año anterior ascendieron a 48% y 52%.

El RD 1634/2006 introdujo las subastas VPP (Virtual Power Plant- ventas virtuales de energía) para Endesa e Iberdrola; conocidas en España como EPEs (Emisiones primarias de energía). Esta medida subastó el derecho a utilizar las unidades de generación de bajo coste de estas dos empresas. La cantidad subastada en 2007, fijada para un período de 1 año¹⁹, no superó los 1.25 GW, lo que representó menos del 5% y 6% de la capacidad instalada para Endesa e Iberdrola, respectivamente. Por medio de la Orden ITC/400/2007 se regulan los contratos virtuales que firmen las empresas distribuidoras a partir de las subastas CESUR (contratos de energía para el suministro de último recurso). Estos contratos se definen como un contrato financiero entre un agente generador y un agente comprador, en donde el subastador (el regulador en este caso) fija un precio, que es descendente y los productores declaran cuantos MW están dispuestos a vender a cada precio. Cuando la oferta excede la demanda a un precio dado, éste es reducido por el subastador en pequeñas fracciones hasta donde la oferta y la demanda alcancen su equilibrio²⁰.

Estas medidas no lograron su objetivo en cuanto a la reducción del poder de mercado, ya que en el último trimestre de 2007, el precio promedio ponderado del mercado se incrementa de nuevo. Este ascendió a 47.90 €/MWh, frente a 40.24 €/MWh del mismo trimestre del año anterior. Aunque el incremento del precio puede justificarse, en parte, por la subida de los precios del petróleo durante el segundo semestre de 2007, que aumentaron un 20% comparativamente con el primer semestre del mismo año; los comportamientos estratégicos por parte de las empresas, también influyeron sobre la determinación del precio. Evidencia de ello es que Iberdrola y Endesa siguen siendo pivotes durante el 13.5% y el 8.4% de horas, respectivamente, entre el tercer trimestre de 2007 y el segundo trimestre de 2008²¹. Como lo sugieren Roth y Erev (1995)

¹⁸ El precio pagado para la energía asimilada a contratos bilaterales físicos se fijó en 42.36 €/MWh.

¹⁹ En España se ha regulado por medio del RD 1634/2006 y el RD 324/2008.

²⁰ En las primeras 4 subastas (entre 2007 y 2008) se dieron diferencias sistemáticas entre los precios en las subastas CESUR y VPP. El de las últimas fue menor frente al de las subastas CESUR. Sin embargo, cuando se comparan estos precios con los del mercado mayorista no se puede establecer un patrón sistemático, como es de esperarse en el caso de cualquier contrato de seguro estándar (Federico et al. 2008)).

²¹ Ver CNE (2008)

y Banal-Estanol y Rupérez (2009), las empresas aprenden a comportarse estratégicamente dando prioridades a las ofertas que alcanzan rentabilidades más altas, debido a las variaciones en la demanda o a causa de una mayor competencia en el mercado, vía diversificación en generación. Además, como lo estipulan von der Fehr y Harbord (1993) para el mercado *spot* de generación eléctrica en el Reino Unido o Rudkevich et al. (1998) para el mercado de Pennsylvania, los generadores pueden incrementar los precios de mercado adoptando estrategias de ofertas para maximizar los beneficios consistentes con un equilibrio de Nash, y a su vez, ejercer poder de mercado.

3.2. Estimaciones por Variables Instrumentales (VI)

Igual que en otros trabajos sobre telecomunicaciones o el sector eléctrico, como plantean Gutiérrez (2003) y Cubbin y Stern (2006), respectivamente, los índices sobre calidad reguladora pueden tener variables explicativas que son generadas endógenamente, es probable que los generadores eléctricos puedan alterar las disponibilidades ofertadas en el *pool* y por tanto las disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste pueden presentar problemas de endogeneidad en la estimación, haciendo que los estimadores obtenidos por OLS no sean consistentes²². Con el propósito de controlar este aspecto, en esta sección se realizan las estimaciones por VI. Las variables utilizadas como instrumentos son las disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste rezagadas 1 y 2 períodos y algunos casos hasta 3 períodos. También se utiliza el *test* de Hausman para determinar cuáles resultados son mejores de acuerdo con la consistencia de los parámetros estimados²³.

En efecto y a diferencia de Gutiérrez (2003) y Cubbin y Stern (2006), que encuentran evidencia de una débil endogeneidad, en este trabajo para las estimaciones en el corto plazo, se encuentra evidencia estadísticamente significativa de endogeneidad para las disponibilidades ofertadas. Para las empresas grandes de la industria, como Endesa y Unión Fenosa, que los coeficientes para la tecnología de bajo coste no habían resultado estadísticamente significativos en la estimación por OLS, al realizarlas por VI resultan significativos. Estos son de -4% y -5%, respectivamente, ver Tabla 2. Sigue resaltando el coeficiente para Iberdrola, empresa que presenta la mayor diversificación tecnológica en el mercado y el mayor efecto sobre la disminución del PMS. No es gratuito que el portafolio de generación de la energía inglesa hasta hace poco tiempo, estuvo conformado exclusivamente por ocho unidades de generación

²² Para el Mercado *spot* de generación eléctrica inglés, Sweeting (2007) y Green (2004), sugieren que los generadores no declararon capacidad inframarginal no disponible con el fin de incrementar los precios en una proporción significativa.

²³ Ver Hausman (1978).

nuclear²⁴. Las otras empresas con participaciones ínfimas sobre disponibilidad ofertada de carga base en el mercado como Hidrocantábrico y Enel Viesgo, tienen un efecto insignificante sobre el PMS; es más, los coeficientes no resultan estadísticamente significativos con ninguno de los dos enfoques utilizados, lo que puede interpretarse como un efecto nulo sobre el PMS.

Respecto a la tecnología de alto coste, al controlar por endogeneidad, los coeficientes obtenidos, también incrementan su valor. Para las cuatro empresas más grandes de la industria, Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa y Gas Natural son de -117%, -71%, -56% y -59%, respectivamente. Igual que en la estimación por OLS el coeficiente para la empresa especializada en esta tecnología, Gas Natural, es uno de los más bajos. Además, al comparar los resultados obtenidos por medio de la estructura de corto plazo con los de largo plazo, el efecto sobre la disminución del PMS es mayor en el largo plazo con ambas tecnologías, ver Panel B de la Tabla 2.

Para examinar si los resultados obtenidos por medio de VI no presentan diferencias estadísticamente significativas con los encontrados por OLS, se aplica el *test* de Hausman. La hipótesis nula es:

H₀: no existe diferencia entre los resultados hallados por medio de los dos enfoques utilizados (OLS y VI).

Los valores del *test*²⁵ para Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Enel Viesgo, Gas Natural y Otras, fueron de 11.5, 20.0, 101.2, 11.0, 8.4, 13.9 y 0.1, respectivamente; mientras que los valores teóricos con un nivel del 1% y 5% de confianza son de 2.32 y 1.64, respectivamente. Estos resultados sugieren no aceptar la hipótesis nula, con la excepción de otras, ya que el valor observado para el *test* es mayor que el valor teórico. Por tanto los resultados son más robustos estadísticamente controlando por endogeneidad para cada una de las empresas.

También se realiza el *test* de Sargan con el fin de verificar si las variables utilizadas como instrumentos están incorrelacionadas con el término de error y por tanto son un buen instrumento²⁶. La hipótesis nula es:

H₀: existe correlación entre las variables utilizadas como instrumentos y el término de error.

²⁴ Ver Brithish Energy (2006)

²⁵ Estadístico: $2(L_1^* - L_0^*) \rightarrow \chi_{26296}^2$. Como k, que corresponde a los grados de libertad, es suficientemente grande se aproxima a una normal.

²⁶ Frente a la dificultad de encontrar información que sirva como instrumentos, una buena aproximación de variables instrumentales son los rezagos de las variables que presentan simultaneidad. Estos son los que se utilizan en esta investigación como variables instrumentales. Ver Kennedy (2008).

Los valores del estadístico χ^2 a un nivel del 5% para Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocarbónico, Enel Viesgo, Gas Natural y Otras, fueron de 48.27 con un p-valor de 0.0000, 32.71 con un p-valor de 0.0011, 67.88 con un p-valor de 0.0000, 14.85 con un p-valor de 0.0110, 15.64 con un p-valor de 0.0158, 8.71 con un p-valor de 0.0333 y 1.18 con un p-valor de 0.2769, respectivamente. Por tanto para todas las empresas con la excepción de otras, no se rechaza que las variables utilizadas como instrumentos están incorrelacionados con el término de error.

Tabla 2. Efectos de la diversificación tecnológica sobre el PMS por empresa con modelo dinámico por Variables Instrumentales

Panel A. Estructura de corto plazo

Parámetro/ Empresa	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocarb onico	Enel Viesgo	Gas Natural	Otras
α_0 (C)	-0.0064 (-5.00)*	-0.0037 (-2.57)*	-0.0065 (-4.76)*	-0.0072 (-5.49)*	-0.0051 (3.86)*	-0.0026 (-1.84)	-0.0065 (-3.80)*
α_1 (PMS) _{t-1}	-0.0381 (-6.65)*	-0.0233 (-3.61)*	-0.0836 (-11.35)*	-0.0082 (-1.58)	-0.0159 (-2.46)*	-0.0249 (-4.04)*	-0.0044 (-0.71)
α_2 (PMS) _{t-2}	-0.0986 (-18.30)*	-0.0908 (-14.23)*	-0.1118 (-18.44)*	-0.0790 (-15.09)*	-0.865 (-13.12)*	-0.0941 (-15.43)*	-0.0727 (-14.18)*
α_3 (PMS) _{t-24}	0.3578 (57.90)*	0.3773 (48.97)*	0.2552 (24.22)*	0.3979 (74.07)*	0.3829 (50.48)*	0.3894 (69.30)*	0.3987 (57.85)*
β_1 (Q) _t	1.1734 (61.59)*	1.1279 (44.54)*	2.1168 (30.46)*	0.9955 (50.23)*	1.0872 (53.73)*	1.0107 (56.39)*	1.0649 (22.84)*
β_2 (DBC) _t	-0.0367 (-4.17)*	-1.1528 (-3.13)*	-0.0516 (-3.37)*	-0.0220 (-1.45)	-0.0152 (-1.27)	NA	NA
β_3 (DAC) _t	-0.7143 (-6.86)*	-1.1758 (-3.93)*	-0.5598 (-3.18)*	-0.1700 (-6.02)*	-0.5290 (-3.18)*	-0.5981 (-6.34)*	-0.1872 (-0.32)
β_4 (Dummy) _t	0.0097 (6.07)*	0.0056 (3.01)*	0.0098 (5.79)*	0.0109 (5.64)*	0.0077 (4.63)*	0.0040 (2.19)	0.0099 (4.16)*
R ² ajustado	0.40	0.39	0.35	0.39	0.40	0.39	0.40
Durbin Watson	2.1077	2.1339	2.0325	2.1246	2.1337	2.1269	2.1435

B. Estructura de largo plazo

Parámetro/ Empresa	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocarb onico	Enel Viesgo	Gas Natural	Otras
$\beta_2/[1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3)]$	-0.0471	-1.5540	-0.0549	-0.0319	-0.0212	NA	NA
$\beta_3/[1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3)]$	-0.9170	-1.5850	-0.5954	-0.2466	-0.5372	-0.8197	-0.0146

Nota: el valor en paréntesis corresponde al estadístico t

*Significativo al 1%

NA: No Aplica.

Fuente: Estimaciones a partir de la base de datos construida con información de los ficheros de OMEL.

Con los resultados obtenidos en esta investigación, la pregunta relevante que puede formularse en términos de política energética vía disminución del PMS es, si requiere invertirse un nuevo magavatio (MW) de energía en la industria, ¿quién debe de hacerlo?: ¿una empresa altamente diversificada o una con bajos niveles de diversificación tecnológica? O si se hace una reasignación en la industria del parque tecnológico, ¿cómo debe reasignarse? ¿Transfiriendo tecnología de las empresas menos diversificadas tecnológicamente a las más diversificadas? O ¿de las empresas más diversificadas tecnológicamente a las menos diversificadas? Para responder esta pregunta se utiliza la base de datos construida con información de los ficheros de OMEL, a partir de la cual se estima el HHI para cada una de las empresas considerando cada una de las tecnologías utilizadas para la generación de electricidad en el régimen ordinario. La Tabla 3 muestra el HHI para cada empresa. También se utilizan los resultados encontrados en las estimaciones por VI (Tabla 2). La Tabla 3 muestra que las empresas con mayores niveles de diversificación para el período de estudio son Iberdrola, Unión Fenosa y Endesa; estos fueron de 2725, 2804 y 3076, respectivamente.

Tabla 3. Disponibilidades ofertadas en tecnología de bajo y alto coste por empresa (media MWh por año) y HHI por empresa

Período	Endesa		Iberdrola		Unión Fenosa		Hidrocantábrico		Enel Viesgo		Gas Natural		Otras	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto
2004	5459	6840	9014	4646	3727	3115	1054	1439	361	2329	0	662	0	993
2005	4569	6508	8213	5272	3668	3792	1063	1397	384	2256	0	1070	0	883
2006	3301	5630	7399	5729	3069	3894	870	1004	362	2064	0	1735	0	964
3 años	4021	6327	7938	5368	3289	3634	931	1149	361	2153	0	1376	0	974
HHI	3076		2725		2804		4045		3457		10000		7746	

Nota: El HHI está entre 0 y 10000. Un valor de 10000 implica que la empresa está especializada en la generación con una sólo tecnología. Mientras más bajo sea el HHI mayor será el nivel de diversificación tecnológica.

Fuente: Estimaciones a partir de la base de datos construida con información de los ficheros de OMEL.

Asimismo, como puede observarse en las estimaciones, tanto en el corto como en el largo plazo, estas empresas son las que presentan el mayor efecto en la disminución del PMS por medio de las tecnologías de bajo y alto coste. Particularmente, Iberdrola es la empresa que presenta el HHI más bajo (mayor nivel de diversificación tecnológica) en la industria y la que presenta el mayor efecto en términos de la reducción del PMS. Por tanto la inversión del MW de tecnología debe hacerlo la empresa con mayores niveles de diversificación tecnológica o reasignarse a la empresa más diversificada. No es eficiente que las empresas que presentan los menores niveles de diversificación tecnológica hagan la nueva inversión. Pues la empresa especializada en la generación con tecnología de alto coste, con un HHI de 10000, que es una de las cuatro empresas más grandes de la industria, a su vez presenta el menor impacto sobre el PMS.

Además las dos empresas que le siguen con menor diversificación tecnológica, es decir con un HHI mayor, como Hidrocarbónico y Enel con un HHI de 4045 y 3457, también presentan un menor impacto en la disminución del PMS con la tecnología de alto coste y con la tecnología de bajo coste aún no tienen ningún impacto sobre el PMS²⁷.

4. Datos utilizados en la investigación y estrategia de ofertas de precios en el *pool* por empresa

4.1. Datos utilizados en la investigación

A partir de los ficheros del Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (OMEL)²⁸, se obtuvo información sobre las disponibilidades ofertadas en el mercado diario de generación eléctrica para el régimen ordinario en España para cada una de las unidades de generación, del precio marginal del sistema, PMS y la cantidad demandada en dicho mercado. Las ofertas en el mercado *spot* de generación eléctrica en España, están basadas en un sistema de casación simple con curvas de oferta de precio y cantidad, que se cruzan de forma independiente con la demanda para cada hora. Así que la base de datos por empresa se construye a nivel horario para el período comprendido entre el 2004 y el 2006 para un total de 26303 observaciones. Con el objetivo de obtener datos sobre disponibilidades ofertadas por empresa y tipo de tecnología, esta información se cruzó con una base de datos de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio²⁹ para identificar las unidades por tecnología de bajo y alto coste para cada empresa. La tecnología de bajo coste está compuesta por la nuclear y la hidráulica y, la de alto coste por la de carbón, ciclo combinado gas turbina (CCGT) y fuel/oil. No se considera información sobre el régimen especial, debido a la dificultad para obtener dicha información. Sin embargo, las tecnologías de este régimen, en promedio, sólo aportaron para el 2004, 2005 y 2006 el 1.44%, 1.76% y 1.67%, respectivamente, del total en la determinación del PMS y por tanto no es muy relevante en este sentido.

En promedio la disponibilidad ofertada en el mercado de generación eléctrica diario, para el régimen ordinario en España entre 2004 y 2006 fue de 37522 MWh³⁰. Las disponibilidades ofertadas por cada tipo de tecnología de bajo y alto coste por empresa, en este mercado para el período de estudio son bien diferentes. Las dos empresas más grandes, Endesa e Iberdrola presentaron las mayores disponibilidades ofertadas. Entre las dos participaron, en promedio, con

²⁷ Estos resultados se mantienen si el análisis se realiza para las estimaciones por OLS.

²⁸ Página web: <http://www.omel.es>

²⁹ <http://www.mityc.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>

³⁰ Estimaciones a partir de la base de datos construida con información de los ficheros de OMEL.

un 63% del mercado. Estas dos empresas tuvieron una participación sobre el total de la industria bastante parecida por medio de la tecnología de alto coste, 16% para Endesa y 14% para Iberdrola. Resalta claramente la ventaja que posee Iberdrola en la industria respecto a disponibilidad ofertada en tecnología de bajo coste, 21% (7978 MWh) frente a 10% (4021 MWh) de Endesa. Unión Fenosa tuvo una participación muy similar con ambas tecnologías, 9% (3288 MWh) de bajo coste y 10% (3624 MWh) de alto coste. Por su parte, Hidrocarbónico, Enel Viesgo y Gas Natural que son las empresas restantes, presentaron unas participaciones bastantes modestas. Por ejemplo, Gas Natural que sólo tiene tecnología de alto coste, su disponibilidad ofertada, en promedio, fue de 4% (1376 MWh). Enel participó con 1% (931 MWh) y 6% (2153 MWh) por medio de las tecnologías de bajo y alto coste, respectivamente; mientras que para Hidrocarbónico fueron de 2% y 3% en cada caso. La Tabla 4 presenta la estadística descriptiva de las variables por empresa sobre disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste y los precios ofertados por empresa relativos a las tecnologías de bajo y alto coste.

Tabla 4. Estadística descriptiva sobre la base de datos

Parámetro/ Empresa	Estadística	Endesa	Iberdrola	Unión Fenosa	Hidrocarbónico	Enel Viesgo	Gas Natural	Otras
Disponibilidad ofertada tecnología bajo coste	Media	4021	7938	3289	931	361	NA	NA
	Des St	1759	1582	804	361	79	NA	NA
	V Max	7468	13085	6038	2113	1114	NA	NA
	V Min	71	3793	665	0	19	NA	NA
Disponibilidad ofertada tecnología alto coste	Media	6327	5368	3634	1149	2153	1376	974
	Des St	1029	914	551	439	352	798	268
	V Max	10525	8453	7896	2739	3955	7090	2262
	V Min	2199	2179	1864	31	982	0	290
Precio tecnología bajo coste	Media	0.869	4.040	2.622	1.278	8.635	NA	NA
	Des St	0.840	1.621	1.457	1.834	5.088	NA	NA
Precio tecnología alto coste	Media	3.391	5.979	4.899	3.294	5.001	4.629	4.067
	Des St	1.300	1.694	1.497	2.918	1.691	3.258	2.674
Precio Promedio	Media	2.532	4.688	3.814	2.179	5.557	4.629	4.067
	Des St	1.177	0.985	1.355	1.740	1.846	3.258	2.674
Observaciones		26303	26303	26303	26303	26303	26303	26303

Nota: Des St: Desviación estándar, V Max: valor máximo, V Min: valor mínimo. La unidad de medida para las disponibilidades ofertadas es en MWh y para los precios es en Cent€/kWh.

NA: No Aplica.

Fuente: Elaboración a partir de la base de datos construida con información de OMEL, 2009.

Como puede inferirse de esta información, Iberdrola además de ser la empresa más diversificada tecnológicamente, presenta el promedio más alto en disponibilidad ofertada de bajo coste y a su vez, en promedio, la mayor disponibilidad ofertada en tecnología de alto coste para el último año del período de estudio (5729 MWh). Las dos empresas que le siguen en orden de importancia son Endesa y Unión Fenosa. La mayor desviación estándar para las

disponibilidades ofertadas en tecnología de bajo y alto coste la presentan, en orden de importancia, Endesa e Iberdrola, seguido por Gas Natural en la tecnología de alto coste. Esto deja ver la capacidad que tienen estas empresas para cambiar las disponibilidades ofertadas en el *pool* eléctrico español, sin desconocer las variaciones en la demanda derivadas de las horas valle y pico.

4.2. Estrategias de ofertas de precios en el *pool* eléctrico español

Respecto a la estrategia de ofertas de precios por cada una de las empresas en el *pool* eléctrico español se identifican dos tendencias para el período 2004 – 2006³¹. La primera, corresponde al grupo de empresas que ofrecen en promedio, a precios por encima del PMS, 4.40 Cent€/kWh. En este grupo están Iberdrola (4.69 Cent€/kWh), Enel Viesgo (5.56 Cent€/kWh) y Gas Natural (4.63 Cent€/kWh). Grupo de empresas en las que el Consejo Nacional de la Competencia encontró algunos casos que llamó como abuso de poder de mercado en el mercado intradiario, para el período entre diciembre de 2002 y febrero de 2005. Su condición de localización geográfica las convierte en un monopolio para satisfacer las necesidades en los servicios del mercado de restricciones (Fabra (2008) y Federico et al. (2008)). Además, de que las medidas adoptadas sobre *price cap* en 2006 y 2007³² sólo se aplicaron al mercado diario, algunas empresas aprovecharon para realizar ofertas a un mayor precio entre junio y diciembre de 2006. Pues estas empresas tenían certeza de ser requeridas para satisfacer la demanda en áreas donde se presentan restricciones, teniendo un efecto para nada despreciable sobre el precio mayorista (Fabra (2008) y Federico et al. (2008)). La segunda tendencia corresponde al otro grupo de empresas, que como Endesa³³, Unión Fenosa e Hidrocantábrico ofrecen, en promedio, a precios por debajo del PMS (2.53 Cent€/kWh, 3.81 Cent€/kWh y 2.18 Cent€/kWh, respectivamente).

En el Gráfico 1 se puede observar la desviación en la media del precio ofertado por cada empresa respecto a la media del PMS. El precio promedio ofertado para la tecnología de bajo coste por las tres empresas que conforman este último grupo varía entre 0.87 Cent€/kWh, que corresponde al mínimo valor presentado por Endesa y 2.62 Cent€/kWh, que corresponde al máximo valor presentado por Unión Fenosa. Por su parte, para las empresas que conforman el

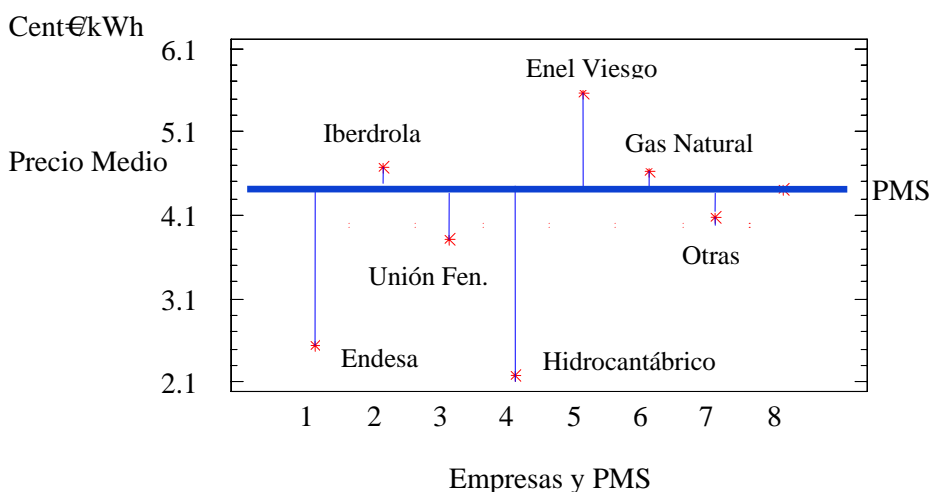
³¹ No debe olvidarse el efecto que representó sobre la oferta de precios el mecanismo asumido para la recuperación de los CTC, que llevó a incentivos asimétricos en la determinación de precios al por mayor. Algunas empresas, como Endesa, vendiendo a precios bajos maximizaba sus beneficios, debido a una mayor recuperación de CTC, ya que su cuota de mercado era inferior a la de sus CTC (51.2%). Inversamente empresas como Iberdrola, que su cuota de mercado superaba a la de los CTC (27.1%) y que recuperó gran parte de sus CTC en los primeros años de la implementación de este mecanismo, tenía incentivos para vender a precios más altos en el mercado *spot*. (Fabra (2008) y Federico et al. (2008)).

³² Contempladas en el RDL 3/2006 y RD 871/2007, de 42.35 €/MWh y 49.23 €/MWh, respectivamente.

³³ En 2004 Gas Natural e Iberdrola acusaron ante la CNE a Endesa por posible manipulación de precios al ofertar por debajo de sus costes, (Cinco Días, 29/07/2004)

primer grupo, Iberdrola presenta el promedio más bajo, para la tecnología de bajo coste, 4.04 Cent€/kWh, y a su vez, el más alto para la tecnología de alto coste, 5.98 Cent€/kWh. La desviación estándar más alta para el precio ofertado en tecnología de bajo coste la tiene Enel Viesgo, 5.1 Cent€/kWh; mientras que en la tecnología de alto coste la presenta Gas Natural, 3.3 Cent€/kWh.

Gráfico 1. Análisis de medias de precios ofertados por cada empresa y el PMS



Fuente: Elaboración a partir de la base construida con información de los ficheros de OMEL

Para verificar que existen diferencias estadísticamente significativas 1) entre el precio medio ofertado por cada una de las empresas y, 2) entre el precio medio ofertado por cada empresa y la media del PMS, se realiza un ejercicio de análisis de varianza (ANOVA)³⁴. El F-ratio encontrado fue de 8273.68 con un P-valor de 0.00; como el P-valor es inferior a 0.05, ello es evidencia de diferencias estadísticamente significativas entre las medias de los precios.

En cada grupo, es posible identificar una empresa dominante y el resto de empresas que son seguidoras y que coinciden con los modelos teóricos oligopólicos y con los resultados encontrados por García-Díaz y Marín (2003). Estos autores estipulan que las asimetrías de tamaño y tecnología de las empresas afectan significativamente los márgenes precio coste. Asimetrías muy fuertes llevan a un sólo precio de equilibrio con una empresa dominante y con los resultados de Fabra y Toro (2005) para la empresa dominante (Endesa) que ofrece a precios por debajo del PMS³⁵.

³⁴ El análisis de varianza sirve para comparar si los valores de un conjunto de datos numéricos son significativamente distintos a los valores de otro o más conjunto de datos. El procedimiento para comparar estos valores está basado en la varianza global observada. Ver Cochran y Cox (1957).

³⁵ Los resultados encontrados por Hortaçsu y Puller (2008) para el mercado *spot* en Texas son diferentes en el sentido de que las empresas más pequeñas ofrecieron a un precio más cercano al competitivo.

A continuación se explica la estrategia de oferta de precios de las dos empresas más grandes de la industria (Endesa e Iberdrola). Endesa, los 4569 MWh que ofertó en tecnología de bajo coste, en promedio, lo hizo a 0.87 Cent€/kWh; mientras el precio ofertado por Iberdrola, que ofertó prácticamente el doble de esta tecnología, fue de 4.04 Cent€/kWh. Por su parte, la tecnología de alto coste, 6508 MWh, fue ofertada, en promedio, a 3.04 Cent€/kWh, por la primera empresa. Iberdrola ofertó 5272 MWh a 5.11 Cent€/kWh. Al comparar estos datos con los precios promedios, de las ofertas resultantes de la casación³⁶ por el Operador del Mercado, para satisfacer el nivel de demanda en el mismo año, el precio promedio disminuye significativamente. El precio para Endesa e Iberdrola en tecnología de bajo coste fueron de 0.19 Cent€/kWh y 0.17 Cent€/kWh, respectivamente y, en alto coste ascendió a 1.23 Cent€/kWh, el cual fue igual para las dos empresas.

Iberdrola parece confirmar la principal conclusión que obtuvo Green (1996)³⁷, quien encontró para el *pool* inglés que cuando una empresa grande incrementa el precio de las ofertas de algunas de sus unidades, esas unidades son menos utilizadas, pero el PMS es más alto y, por tanto las unidades restantes de la empresa ganarán más. Y una de las conclusiones de Wolfram (1998), quien encontró que National Power, el generador más grande, en Reino Unido, realizó ofertas con márgenes de beneficio más altos sobre sus costes marginales, que los de su competidor, PowerGen. Así que mientras las disponibilidades ofertadas en 2005 por Iberdrola en tecnología de bajo y alto coste fueron, en promedio, de 8213 MWh y 5272 MWh; el promedio casado para el mismo período en ambas tecnologías, por el Operador del Mercado, ascendieron al 64% y 40% de las disponibilidades ofertadas³⁸. Y mientras el PMS fue de 5.36 Cent€/kWh; el precio medio para la solución de las restricciones técnicas, prácticamente fue el doble (10.4 Cent€/kWh). Esto verifica que Iberdrola realiza sus ofertas a precios altos, así no sean despachadas para el mercado diario ya que se tiene la certeza que va a ser requerida para la solución de los servicios de restricciones. Iberdrola que es la empresa que posee mayor participación en la industria en tecnología de bajo coste, para el 2005 parece haber ejercido poder de mercado utilizando sus plantas de alto coste para aumentar los precios de mercado y de esta forma incrementar su beneficio por medio de la tecnología de bajo coste.

³⁶ Precios promedios para las cantidades que resultaron casadas en el mercado para el 2005, los cuales son diferentes al PMS.

³⁷ Ver también Green y Newbery (1992).

³⁸ En el segundo semestre de 2006 el 40% de la disponibilidad ofertada en ambas tecnologías por esta empresa no es casada por el Operador del Mercado, ver Fabra (2008).

5. Conclusiones

Este paper por medio de un modelo dinámico encuentra evidencia de una relación inversa entre la diversificación tecnológica y el PMS. Los principales resultados son:

1) Al estimar por OLS los coeficientes sobre disponibilidades ofertadas de bajo y alto coste para las 6 empresas que conforman la industria y el ítem otras, que agrupa el resto, éstos son negativos. 2) Cuando se controla por posibles problemas de endogeneidad para las disponibilidades ofertadas, estimando por VI, los coeficientes conservan el signo negativo; pero los coeficientes sobre disponibilidad ofertada de bajo coste para Endesa y Unión Fenosa, que no habían resultado estadísticamente significativos por el método OLS, con la estimación por VI son estadísticamente significativos. 3) Las empresas con mayores niveles de diversificación tecnológica, como Iberdrola, Endesa y Unión Fenosa presentan un mayor impacto sobre la disminución del PMS. Sus coeficientes por VI para la tecnología de alto coste, en el corto plazo fueron, -117%, -71% y -56%, respectivamente. Los coeficientes sobre tecnología de bajo coste, para estas mismas empresas ascendieron a -115%, -4% y -5%. 4) Las empresas más pequeñas y con menores niveles de diversificación, como Hidrocarbónico y Enel Viesgo tienen menor efecto sobre el PMS; es más los coeficientes relativos a las disponibilidades ofertadas de bajo coste no resultan significativos con ambos métodos de estimación. 5) La única empresa especializada en la generación de alto coste por medio de CCGT, al compararse con las cuatro más grandes de la industria, es una de las empresas que presenta el menor impacto sobre el PMS. El resultado obtenido por medio de esta tecnología fue de -59% con VI y -22% con OLS. 6) Todas las empresas presentan un mayor impacto sobre la disminución del PMS con la tecnología de alto coste. 7) El efecto sobre el PMS por medio de ambas tecnologías es mayor en el largo plazo (días) que en el corto plazo (horas).

Aparte de la diversificación tecnológica otros aspectos influyen en la determinación del PMS. Primero, el poder de mercado presentado en el *pool* español para el período de estudio (Pérez et al. (2005) y Federico et al. (2008)). Este causó, en parte, aumentos del precio *spot* del mercado diario en España, incrementándose en un 92% entre el 2004 y el 2005 y permaneció prácticamente estable en 2006. Segundo, el aumento de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, donde la cotización media del petróleo Brent entre el 2004 y 2005 creció un 42% y el precio de importación del gas natural (GNL) para España se incrementó alrededor del 35% en el mismo período. Tercero, el mecanismo asumido para la recuperación de los costes de transición a la competencia (CTC), que fue perdiendo credibilidad hasta ser suprimido en 2006 (Crampes y Fabra (2005), Pérez et al. (2005), Fabra (2008) y Federico et al. (2008)).

Esta investigación encuentra evidencia clara sobre el efecto positivo de la diversificación tecnológica en la disminución del PMS. Por tanto estos resultados deberían considerarse para el establecimiento de políticas energéticas. Una pregunta relevante que puede formularse en este sentido es, ¿qué empresa resulta más eficiente que invierta un nuevo megavatio de energía en la industria? Una empresa con altos niveles de diversificación tecnológica o las empresas con menor diversificación? La respuesta en términos del impacto sobre la disminución del PMS, de acuerdo con las estimaciones obtenidas por medio del enfoque OLS y VI, sugieren que debe invertirlo la empresa con mayores niveles de diversificación tecnológica. Las empresas con menores niveles de diversificación tecnológica presentan el menor impacto sobre la disminución del PMS, es más los coeficientes relativos a las disponibilidades ofertadas en tecnología de bajo coste no son significativos, lo que puede interpretarse como un efecto nulo sobre el PMS. Además la única empresa especializada en la generación por medio de la tecnología de alto coste, al compararla con las cuatro más grandes de la industria, es una de las que presenta el menor efecto sobre la reducción del PMS.

6. Bibliografía

- [1] Arellano, M. S. y Pablo Serra (2007). “A Model of Market Power in Electricity Industries subject to Peak Load Pricing”. *Energy Policy*, Vol. 25, p. 5130-5135.
- [2] Banal-Estanol, A. y M. Rupérez (2009). “Composition of Electricity Generation Portfolios, Pivotal Dynamics and Market Prices”.
- [3] Borenstein, S., J. Bushnell y F. Wolak (2002). “Measuring Market Inefficiencies in California’s Restructured Wholesale Electricity Market”. *American Economic Review*, Vol. 92, Issue 5, p. 1376-1405.
- [4] British Energy (2006). Annual Report. Disponible en: <http://www.britishenergy.com/pagetemplate.php?pid=324>.
- [5] Bushnell, J. (2003). “A Mixed Complementarity Model of Hydrothermal Electricity Competition in the Western United States”. *Operations Research*, Vol. 51, No. 1, January-February 2003, p. 80-93.
- [6] California Energy Commission (2007). “Comparative Cost of California Central Station Electricity Generation Technologies”. Disponible en: <http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-200-2007-011/CEC-200-2007-011-SD.PDF>.
- [7] Cochran, W. G. y G. M. Cox (1957). *Experimental Design*. Wiley, New Yor.
- [8] Crampes, J. and N. Fabra (2005). “The Spanish electricity industry: plus ça change...”. *The Energy Journal*, 26, Special issue, p.127-154.
- [9] CNE, (2008). “Informe a petición de la Comisión Nacional de la Competencia sobre la operación de la Concentración Consistente en la Adquisición por parte de Gas Natural SDG, S.A. de una participación de control sobre Unión Fenosa S.A.” Disponible en: www.cne.es.
- [10] CNE, (2007). “Exposición y Análisis de un Caso: Concentración/Fusión/Adquisición de Empresas”. Eduardo Salinas La Casta, subdirector de Régimen de Competencia. Disponible en: http://www.google.es/search?sourceid=navclient&hl=es&ie=UTF-8&rlz=1T4GGIC_esES213FR230&q=Exposici%3%b3n+y+An%3%a1lisis+de+un+caso%3a+concentraci%3%b3n%2ffusi%3%b3n%2fadquisici%3%b3n+de+empresas.

- [11] CNE, (2005). “Informe de la Comisión sobre el Proyecto de Concentración Consistente en la Adquisición del Control de Endesa, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A. Mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones”. (Aprobado por el Consejo de Administración de 20 de Diciembre de 2005). Disponible en: http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&id=676&id_nodo=32.
- [12] Cubbin, J. y J. Stern (2006). “The Impact of Regulatory Governance and Privatization on Electricity Industry Generation Capacity in Developing Economies”. *The World Bank Economic Review*, Vol. 20, No. 1, p. 115-141.
- [13] de Frutos, M.A. y N. Fabra (2008). “On the Impact of Forward Contract Obligations in Multi-Unit Auctions”. CEPR Discussion Paper no. 6756.
- [14] Enders, W. (1995). *Applied Econometric Time Series*. John Wiley & Sons, Inc. New York.
- [15] Energy Information Administration (EIA) - IEA (2008). “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009”. Disponible en: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption/electricity.html>.
- [16] Fabra, Utray J. y G. Mednik (2008). “Diversidad de Tecnologías, Costes y Precios en el Mercado de Electricidad”. En: *Energía y Regulación en Iberoamérica* (José L. García y Juan C. Jiménez, Editores). Vol. I. Thomson Civitas.
- [17] Fabra, N. (2008). “The Performance of the Spanish Electricity Market Under the Law of the Electricity Sector”. forthcoming in *Energy: from monopoly to market*. Madrid: Thomson-Civitas.
- [18] Fabra, N. y J. Toro (2005). “Price Wars and Collusion in the Spanish Electricity Market”. *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 23, Issues 3-4, p. 155-181.
- [19] Federico, G., X. Vives y N. Fabra (2008). *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*. Public-Private Sector Research Center, IESE Business School, Noviembre.
- [20] García, A., E. Campos-Nañez and Reitzes, J. (2005). “Dynamic Pricing and Learning in Electricity Markets”. *Operations Research*, Vol. 53, No. 2, March-April 2005, p. 231-241.
- [21] García-Díaz, A. y P. Marín (2003). “Strategic Bidding in Electricity Pools with Short-Lived Bids: an Application to the Spanish Market”. *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 21, Issue 2, p. 201-222.
- [22] Green, R. (1996). “Increasing Competition in the British Electricity Spot Market”. *Journal of Industrial Economics*, Vol. 44, Issue 2, p. 205-216.
- [23] Green, R.J. (2004). “Did English Generators Play Cournot? Capacity Withholding in the Electricity Pool”. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Working Paper, No. 2004-010.
- [24] Green, R.J. y D.M. Newbery (1992). “Competition in the British Electricity Spot Market”. *Journal of Political Economy*, Vol. 100, Issue 5, p. 929-53.
- [25] Gutierrez, L. (2003) “The Effect of Endogenous Regulation on Telecommunications Expansion and Efficiency in Latin America”. *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 23, p. 257-286.
- [26] Hamilton, J. (1994) *Time Series Analysis*. Princeton: Princeton University Press.
- [27] Hortaçsu A., and S. L. Puller (2008). “Understanding Strategic Bidding in Multi-unit Auctions: A Case Study of the Texas Electricity Spot Market”. *The RAND Journal of Economics*, Vol. 39, Issue 1, p. 86-114.
- [28] Hausman, J. A. (1978) “Specification Tests in Econometrics”. *Econometrica*, Vol. 46, Issue 6, p. 1251-1271.
- [29] Jorgenson, D. W. y C. Wessner (Ed) (2007) *Enhancing Productivity Growth in the Information Age: Measuring and Sustaining the New Economy*. Por Committee on Measuring and Sustaining the New Economy (Contributor). National Research Council.

- [30] Joskow, P. y E. Kahn (2002). "A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000". *The Energy Journal*, Vol. 22, Issue 4, p. 1-35.
- [31] Kennedy, P. (2008) *A Guide to Econometrics*. 6ª edición, Blackwell Publishing.
- [32] Kühn, K.-U. y M. Machado (2006). "Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market", CEPR Discussion Paper 4590.
- [33] OMEL (2005). "Mercado de Electricidad. Evolución del Mercado de Producción de Energía Eléctrica". Informe Mensual, Diciembre de 2005. Disponible en: <http://www.omel.es>
- [34] Pérez Arriaga, J.I., C. Batlle, C. Vázquez, M. Rivier, y P. Rodilla (2005) *Libro Blanco Sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España*. ISBN 978-84-4785-6.
- [35] Pérez, C. (2006) *Econometría de las Series Temporales*. Prentice Hall.
- [36] Puller, S. (2007). "Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market". *Review of Economics and Statistics*, Vol. 89, Issue 1, p. 75-87.
- [37] REE (2005). "El Sistema Eléctrico Español 2005". Disponible en: http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE-2005.asp
- [38] Roth, A. y I. Erev (1995). "Learning in Extensive-Form Games: Experimental Data and Simple Dynamic Models in the Intermediate Term". *Games and Economic Behaviour*. Vol. 8, p. 164-212.
- [39] Rudkevich, A., M. Duckworth y R. Rosen (1998). "Modeling electricity pricing in a deregulated generation industry: the potential for oligopoly pricing in a poolco". *Energy Journal*, Vol. 19, Issue 3, p. 19-48.
- [40] Ruete, M. (2008) "Los Costes de la Generación de Energía. Comentarios sobre las Diferentes Fuentes". *Revista de Economía Industrial*, No. 369, p. 43-47.
- [41] Sweeting, A. (2007) "Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market". *Economic Journal*, Vol. 117, Issue 520, p. 654-685.
- [42] von der Fehr, N. y D. Harbord (1993). "Spot Market Competition in the UK Electricity Industry". *The Economic Journal*, Vol. 103, Issue 418, p. 531-546.
- [43] Wolak, F. A. (1997). "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison". POWER Working Paper PWP-051, University of California Energy Institute.
- [44] Wooldridge, J.M. (2006), *Introductory Econometrics: A Modern Approach*, 3rd edition, South-Western.
- [45] Wolfram, C. (1998). "Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales". *Rand Journal of Economics*. Vol. 29, Issue 4, p. 703-725.