

# Determinantes del precio de la electricidad en España

**Unai Casado Galdeano**

Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad (\*). Universidad de Deusto (\*\*)

**Macarena Larrea Basterra**

Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad. Universidad de Deusto

---

## Resumen

La electricidad no ha dejado de aumentar su peso como fuente de energía final en España y sus precios cobran un interés e importancia crecientes. Tras caracterizar los principales factores determinantes del precio de la electricidad en el mercado eléctrico español entre 2008 y 2013 (segunda y tercera fase del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea, desarrollo de las fuentes renovables de energía, cambios regulatorios), este trabajo analiza la relación existente entre los precios de la electricidad y otros elementos, usando como herramienta principal el modelo de regresión lineal general (MRLG).

*Palabras clave:* precios de la electricidad, determinantes, precios de los combustibles, climatología, regresión lineal general.

*Clasificación AMS:* 40B99

## The determinants of the electricity prices in Spain

---

## Abstract

Electricity is having an increasing role as a final energy source in Spain and its prices play an increasing important role. After characterizing the main determinants of the price of electricity in the Spanish electricity market between 2008 and 2013 (second and third phase of the European Union emission trading scheme, development of renewable energy sources, regulatory changes) this paper analyzes the relationship between electricity prices and other elements, using the general linear regression model (MRLG).

---

\*Orkestra-Fundación Deusto, Av. de las Universidades, 24, 48007, Bilbao.

\*\*Deusto Business School, Universidad de Deusto, Av. de las Universidades, 24, 48007, Bilbao.

*Key words:* electricity prices, determinants, fuel prices, climatology, generalized linear regression.

*AMS classification:* 40B99

## 1. Introducción

Con fecha 1 de enero de 1998 entró en funcionamiento el mercado eléctrico español.<sup>1</sup> El mercado de electricidad, donde esta se negocia, se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los sujetos del mercado en el mercado diario, intradiario, contratación bilateral, contratación a plazo, así como la aplicación de los servicios de ajuste del sistema y de las desviaciones que se producen en el mismo. La gestión del mercado diario e intradiario está encomendada al operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español S.A. (OMEL).

Desde esa fecha se realizan operaciones en el mercado diario y tres meses después se inició la operación del mercado intradiario.<sup>2</sup> Además, desde 2006, el mercado eléctrico español está integrado con el portugués. De esta manera, en los mercados *spot*<sup>3</sup>, diario e intradiario se obtienen dos precios, uno para el sistema eléctrico español y otro para el sistema portugués, que en ausencia de congestiones en las interconexiones son iguales. Esto se debe a la aplicación del método del *market splitting* (o acoplamiento del mercado) cuyo objetivo es garantizar la máxima utilización de la capacidad comercial y que la normativa comunitaria considera preferente.

El mercado diario de producción es aquel en el que se establecen, mediante un proceso de casación de ofertas, las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente. Tras la sesión del mercado diario, el operador del sistema estudia la viabilidad técnica del programa resultado de la casación.<sup>4</sup> Tras este análisis, el operador del sistema establece el programa de la casación, que todavía deberá ajustarse en el momento de la demanda real.

A modo de ejemplo, el gráfico 1 muestra las ofertas de venta (curva creciente inferior) y de compra (curva decreciente) realizadas para el día 28 de junio en la primera hora del día. Dadas las características técnicas a salvar para el suministro eléctrico, la casación de la oferta y la demanda se ha producido de una manera relativamente diferente a como se hubiera producido en un caso normal de oferta y demanda. En este sentido, la oferta de compra casada (curva decreciente desde 0 hasta el punto de corte) es la misma que la inicialmente presentada, no así la oferta de venta casada (curva creciente superior hasta el punto de corte). En total, se casaron aproximadamente 25.500 MWh a unos 54 €/MWh.

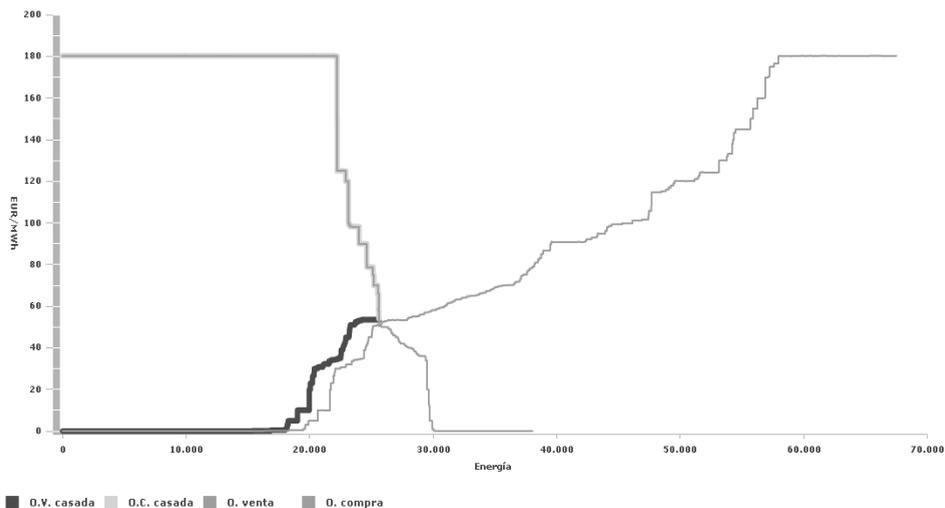
<sup>1</sup> La Ley 54/1997 constituye la base normativa para la creación y desarrollo de dicho mercado de la electricidad, que fue actualizada más recientemente por la Ley 24/2013.

<sup>2</sup> En el mercado intradiario se presentan las ofertas de venta y compra de energía eléctrica para atender los ajustes necesarios para obtener el Programa Diario Viable Definitivo.

<sup>3</sup> Los mercados *spot* o al contado son aquellos en los que se realiza la compra o venta inmediata de un activo.

<sup>4</sup> Posteriormente se celebran las seis sesiones de que consta el mercado intradiario, para luego aplicar los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Gráfico 1

**Curvas agregadas de oferta y demanda (hora 1, 28 de junio de 2012)**

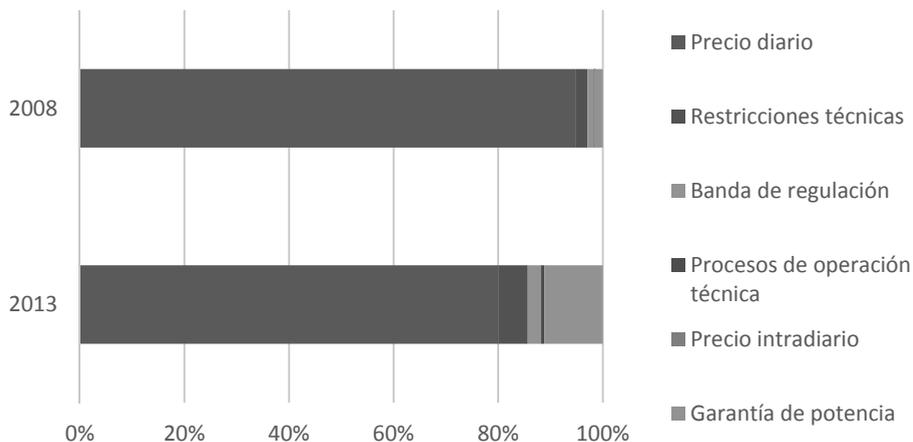
Fuente: OMIE (2016b).

La energía negociada en los mercados diario e intradiario de electricidad durante 2008 para el conjunto del Sistema Ibérico ascendió a 290.780 GWh (273.489 GWh en 2013)<sup>5</sup>. En el español, la cifra se situó en 253.580 GWh (218.385 GWh en 2013). En el mercado diario la energía negociada ascendió a 231.561 GWh (185.148 GWh en 2013). En 2008 las subastas CESUR<sup>6</sup> también favorecían la contratación del mercado diario. Estas cifras, junto con el hecho de que el precio diario tiene un gran peso como componente del precio horario final de la electricidad (como se presenta en el siguiente gráfico), muestran la relevancia del mercado diario en la negociación de la electricidad en España y, en cierta medida, convierten a este precio en el precio de referencia, por lo que este será el objeto de estudio de este trabajo.

<sup>5</sup> OMEL (2008) y OMIE (2015).

<sup>6</sup> Las subastas CESUR eran un mecanismo para el establecimiento de los precios regulados de la tarifa de último recurso, trimestral.

Gráfico 2

**Componentes del precio horario final (%)**

Fuente: elaboración propia a partir de OMEL (2008) y Foro de la Industria Nuclear Española (2014).

## 2 Determinantes del precio de la electricidad<sup>7</sup>

Una de las principales características del sector eléctrico es la necesidad de que la oferta cubra la demanda en todo momento, teniendo en cuenta la práctica imposibilidad de almacenar esta fuente de energía.<sup>8</sup> De esta manera, resulta habitual que en los momentos de mayor demanda la electricidad se encarezca, debido a que entran en funcionamiento tecnologías de generación más caras. Por este motivo, resultará de interés saber cómo funciona el sistema de oferta y demanda.

Como otros mercados energéticos, el mercado eléctrico es volátil, por lo que resulta de gran interés entender los factores que influyen en los precios. Además de la importancia de las reglas, existen diferentes factores que pueden influir en los precios de la electricidad. Fernández-Cuesta Peñafiel (2012), Miyauchi y Misawa (2014) y EEX (2014), entre otros, hacen un repaso de algunos de estos factores, identificando así tres grupos principales: las materias primas empleadas en los procesos de generación, la situación económica y la meteorología y climatología.

### 2.1 Precios de las materias primas

Existen diversas tecnologías de generación eléctrica con características bien diferenciadas en términos de estructura de costes. Así, están las térmicas convencionales que emplean

<sup>7</sup> En este documento se analizan los precios de la electricidad, entendiendo como tales los resultantes del mercado diario. No se hace referencia en ningún momento al resto de componentes del precio final (redes, impuestos, etc.) que pagan los consumidores.

<sup>8</sup> Se entiende que las centrales de generación hidráulicas que cuentan con presa son una manera de almacenar energía eléctrica, que será convertida en tal en el momento que sus operadores consideren más oportuno.

un *input* energético (fuelóleo, gas, carbón y uranio) y otro grupo de tecnologías renovables que emplean fuentes “gratuitas” (eólica, solar, hidráulica, etc.).

Dentro del primer grupo, hay que destacar la importancia del precio del crudo. Ciertamente es que en el sistema eléctrico español la electricidad generada mediante derivados del petróleo ha caído drásticamente, sin embargo, es un factor a tener en cuenta por sí mismo y por su repercusión en el precio de otros combustibles.

En efecto, tradicionalmente se ha aceptado la existencia de una relación entre los precios del crudo y del gas. De esta manera, el comportamiento del mercado parecía sugerir que los cambios en el precio del crudo repercutían sobre los precios del gas natural. Esto ha sido una realidad en Estados Unidos, donde se pusieron en comparación los precios del crudo West Texas Intermediate (WTI) y los del gas en el Henry Hub (HH) entre los años 1989 y 2005 (Villar y Joutz, 2006). Sin embargo, lo contrario no sucedía. Uno de los principales motivos de esta asimetría en la relación era el diferente tamaño relativo de cada mercado, dado que el primero se negociaba en un mercado a escala mundial y el segundo en mercados bastante segmentados, o a través de contratos bilaterales, fundamentalmente con los países de origen del combustible. Otro factor relevante es el papel del gas natural licuado (GNL), que permite los intercambios de gas transoceánicos. En este caso, la mayoría de los contratos han estado tradicionalmente indexados a los precios del petróleo (Foss, 2005).

En cierta medida, el gas y el crudo pueden considerarse sustitutivos<sup>9</sup> de la electricidad, lo que significa que los precios de uno pueden influir en los del otro (Madaleno et al., 2015). De hecho, dado que la electricidad se genera mediante estos dos *inputs* energéticos entre otros, un aumento de sus precios y, por ende, de sus costes de obtención, podrían acarrear un aumento del precio de la electricidad. Aun así, en la actualidad a corto plazo, el sustituto del gas no es el crudo sino el carbón.

El carbón es otra fuente tradicional de generación eléctrica que en los últimos tiempos ha adquirido importancia en el *mix* de generación. Los expertos lo achacan a la revolución del *shale gas* en Estados Unidos. La disponibilidad de un gas barato en aquel país ha hecho que el precio internacional del carbón se reduzca, con lo que ha cobrado de nuevo actualidad en países europeos. En el caso particular de España, las instalaciones de carbón, junto con las de gas natural, son las que en los últimos tiempos entran como tecnologías marginales en el mercado y en consecuencia son las que habitualmente marcan el precio.

El uranio, por su parte, es un combustible con menor importancia como consecuencia de su escasa repercusión en la estructura de costes del MWh nuclear. En efecto, los elevados costes fijos de las instalaciones nucleares y el hecho de que funcionan como carga base del sistema (como consecuencia de sus características operativas) hacen que el precio del uranio tenga un peso menor en los precios de la electricidad.

<sup>9</sup> Hartley et. al. (2008).

## 2.2 Situación económica y derechos de emisión

La situación económica del país es también un elemento fundamental. Las cifras observadas durante las dos últimas décadas muestran que ha habido una importante correlación entre mejora de la economía y consumo eléctrico, tanto en tiempos de bonanza como de crisis. Por ello, un aumento de la actividad industrial y por lo tanto una mejora de la situación económica, debería aumentar la demanda energética y, en consecuencia, el precio de la electricidad.

Otro elemento que puede tener repercusión en la estructura de costes son los derechos de emisión (denotados en la literatura anglosajona como European Union Allowances o EUAs), ya que en la medida en que las plantas generadoras de energía están sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (EU-ETS por sus siglas en inglés), una mayor producción eléctrica de aquellas instalaciones que usan combustibles fósiles acarreará un mayor nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que aumentará los costes variables de estas plantas ya que deberán adquirir más EUAs en el mercado. Este aumento de sus costes pueden trasladarlo al consumidor, por lo que el precio de los derechos de emisión puede ser decisivo en el precio de la electricidad: a mayor precio de estos activos financieros, mayores costes tendrán las plantas. Estos permisos se negocian en diferentes mercados (*spot*, OTC, etc.) y sus precios debían teóricamente ser un incentivo para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y promover el uso de fuentes de energía bajas en carbono, en especial para los generadores de electricidad, pero los precios decrecientes no han lanzado la señal que se esperaba.

En este sentido, el precio de los derechos de emisión tendría repercusión en el caso de las tecnologías térmicas convencionales. Así, como se ha dicho, en la actualidad tienden a ser las instalaciones de ciclo combinado y las de carbón las que marcan el precio marginal del mercado. Teniendo en cuenta que el nivel de emisiones es superior en las segundas, cambios en el precio de los permisos puede modificar qué tecnología entra antes en la *mix* de producción.

## 2.3 Climatología y meteorología

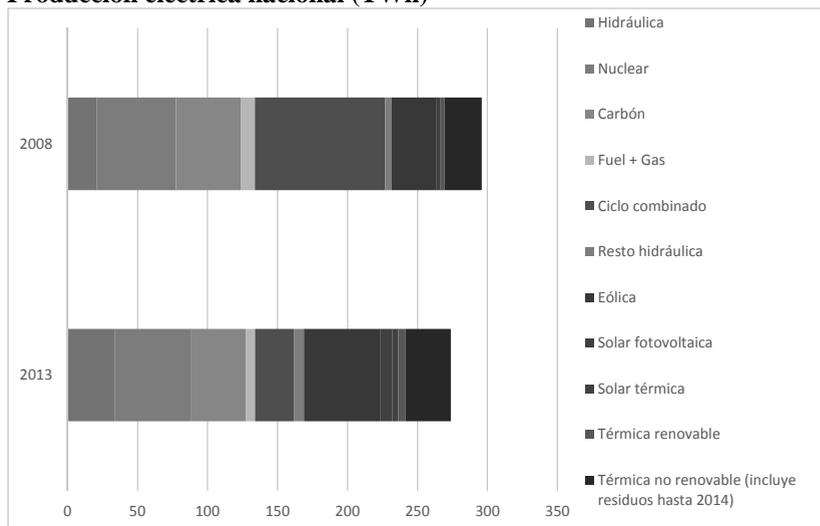
En el caso de las fuentes renovables, no existen costes de materia prima. Esta característica junto con la prioridad de despacho de este tipo de electricidad, hacen que tengan una importante repercusión en el mercado. De hecho, un período con gran producción renovable (eólica, hidráulica, solar) debería teóricamente reducir el precio de la electricidad.

En el caso particular de España, Karcsonyi y Pérez (2012) señalan que el comportamiento del precio al por mayor de la electricidad desde la liberalización se ha caracterizado por dos tendencias fundamentales. La primera ha sido un aumento paulatino de la volatilidad de los precios; la segunda un aumento continuado de los mismos como consecuencia del encarecimiento de los combustibles fósiles a partir de 1999. En este sentido, la extinta Comisión Nacional de la Energía (CNE) realizó esfuerzos para supervisar el proceso de formación de los precios, de manera que se garantizara que estos respondían a factores de costes subyacentes. Así, la información publicada avalaba la formación de los precios, siendo el potencial de producción hidráulica el factor que se mostró más determinante para explicar los ciclos de subidas y bajadas de los precios en los años 2001, 2005 y 2008, que coincidieron con períodos de fuertes sequías.

Relacionado con lo anterior, otros factores que repercuten en el precio de la electricidad son la variabilidad de la climatología y la meteorología, que influyen de dos maneras: por un lado, por repercusión en la demanda (verano vs. invierno) y, por otro lado, porque conforme ha crecido la potencia instalada renovable (que depende de la climatología, i.e. eólica, solar, hidráulica) los cambios climáticos repercuten en la disponibilidad de los recursos necesarios para la producción de electricidad (precipitaciones, viento, radiación solar, etc.). En este contexto, en mayo de 2016 se achacó al aumento de la producción hidráulica y de renovables la caída del 35% de los precios del mercado mayorista (El Economista, 2016). Es más, se afirmaba que *“este año, en el que la generación con tecnologías más baratas ha sido mayor, se beneficia al consumidor”*.

Este efecto de la climatología se puede apreciar en el gráfico 3. En 2008 destacó el crecimiento de la producción de los ciclos combinados (que cubrieron el 32% de la demanda) y de las fuentes renovables de energía (REE, 2009), donde la eólica cubrió el 29,5% de la demanda peninsular y hubo una menor aportación del carbón. Siete años después la situación había cambiado de manera considerable, en la medida en que los ciclos combinados apenas se utilizaron<sup>10</sup> (habiéndose planteado en ocasiones la posibilidad de la hibernación de algunos de ellos) y las renovables jugaron un importante papel en el suministro eléctrico total. Por todo ello, mayores velocidades del viento y niveles de embalses altos, traducidos en una mayor producción eólica e hidráulica, deberían abaratar el precio de la electricidad ya que los *inputs* energéticos marginales podrían no entrar en el mercado.

Gráfico 3

**Producción eléctrica nacional (TWh)<sup>(\*)</sup>**

Fuente: elaboración propia a partir de REE (2016).

<sup>10</sup> En 2013 estuvieron en funcionamiento un promedio de 1.052 horas (Foro de la Industria Nuclear Española, 2014).  
 (\*) Las tecnologías recogidas en la leyenda se leen en el gráfico de izquierda a derecha.

En este sentido, las temperaturas son una variable a tener en cuenta por su posible efecto sobre la demanda, dado que no solo se pueden producir picos de demanda en invierno por las bajas temperaturas, sino también en verano al ser estas elevadas, debido al incremento en el uso de equipos de aire acondicionado en el país. Estos picos de demanda, que podrían ser el resultado de una elevada actividad industrial también pueden tener su influencia en los precios de la electricidad. De esta manera, un invierno más cálido o un verano más templado reducirían la demanda energética, pudiendo disminuir así el precio de la electricidad.

#### **2.4 Otros factores: económicos, regulatorios, geopolíticos...**

El sector eléctrico es una actividad económica abundantemente regulada. Además, desde 1997, año en el que se publicó la Ley 54/1997 del sector eléctrico, se han producido importantes cambios regulatorios de distinta naturaleza (distribución, transporte, generación con renovables, etc.) que han tenido su impacto sobre la seguridad regulatoria, la desintegración vertical, la aparición del comercializador, etc. y, por ende, es de esperar que también tengan su impacto sobre los precios de la electricidad.

Así, la evolución del déficit de tarifa, cuyo importe total fue cercano al 3% del PIB de España, llevó en 2012 y 2013 a la promulgación de un importante acervo legislativo, que en numerosas ocasiones ha sido objeto de litigios y ha supuesto ante todo importantes retos para los agentes que deben tratar de mejorar la calidad y la garantía del suministro con los menores costes posibles.

Además existen acontecimientos variados y en ocasiones puntuales que pueden tener su repercusión en el precio de la electricidad, como las paradas de instalaciones para reparaciones u otras operaciones de mantenimiento que pueden tener duraciones superiores al mes, como es el caso de las nucleares (Inprova Energy, 2014). Es más, podría haber varias instalaciones en parada técnica de manera simultánea. En este sentido, la normativa del sector obliga a la comunicación con suficiente antelación al mercado de este tipo de acontecimientos, para evitar situaciones de información privilegiada que pudieran beneficiar a determinados agentes. No obstante, tener menos instalaciones de base funcionando deja un mayor “hueco térmico” que debe ser cubierto por centrales de carbón o ciclos combinados, lo que podría aumentar el precio de la electricidad si esa oferta no se cubriera con renovables.

También las subastas CESUR,<sup>11</sup> que tan abruptamente dejaron de ser de aplicación, pueden haber constituido un factor determinante de los precios en determinados momentos, como consecuencia de la repercusión que iban a tener sobre los precios a pagar por los consumidores de la tarifa de último recurso anterior a la Ley 24/2013. En efecto, la vigésimo quinta subasta CESUR se anuló como consecuencia de una serie de anomalías que la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) detectó, entre ellas el elevado precio de la electricidad que superó los 93 €/MWh, el menor número de agentes y el menor número de rondas. Ciertamente es que el contexto en el que se produjo era complejo hallándose cuatro centrales nucleares en parada, siendo elevados los precios del gas y

---

<sup>11</sup> Ver anexo 1.

reducida la producción eólica, todo ello con temperaturas por debajo de lo habitual, etc. (CNMC, 2014). En todo caso, también es verdad que el regulador ya venía avisando al Gobierno de que el sistema de subastas no estaba funcionando correctamente.

Teniendo en cuenta como ya se ha expuesto la repercusión del precio del petróleo en las demás fuentes energéticas, las reuniones de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), en especial las extraordinarias, donde tienden a tomarse decisiones de aumentar o reducir el nivel de producción de crudo, también pueden ser puntos de inflexión que influyan principalmente en el precio del crudo y, en consecuencia, en el de la electricidad.

### 3 Datos y modelo econométrico

A continuación se presentan primero los datos de precios de la electricidad y de las materias primas, la situación económica, los derechos de emisión y la meteorología y en segundo lugar se especifica el modelo econométrico.

#### 1.1 Datos

Dado que estamos interesados en la formación del precio diario de la electricidad, se van a emplear los datos del mercado *spot* (al contado) diario. Además, debido a que la mayoría de las necesidades de *inputs* energéticos para la generación eléctrica son cubiertas mediante contratos a plazo, para el precio de estas energías se usan datos de futuros a un mes con objeto de ofrecer un análisis más preciso que incluya así las expectativas industriales. La muestra captura datos concretamente de los cinco primeros días de la semana desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2013.

##### a Precio de la electricidad

El precio de la electricidad se forma en el mercado mayorista, que es gestionado por el operador de mercado, OMIE, que se encuentra regulado por el artículo 29 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.<sup>12</sup> De acuerdo con dicho artículo, “*el operador del mercado asumirá la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan*”.

Para el análisis se utiliza el dato del mercado *spot* diario<sup>13</sup> español para el precio de la electricidad base (*ElecBase* en €/MWh) y de la electricidad pico (*ElecPico* expresado en €/MWh).<sup>14</sup>

<sup>12</sup> Con anterioridad venía regulada su actividad por el artículo 33 de la Ley 54/1997.

<sup>13</sup> En 2008, el precio conjunto de los mercados diario e intradiario representó el 94,7% del precio total (REE, 2009), el 80,1% en 2013 (Foro de la Industria Nuclear Española, 2014).

<sup>14</sup> El perfil de base, para 1 MWh base, se entiende como el del periodo entre las 00:00 horas del lunes a las 24:00 horas del domingo. Por su parte, el perfil pico, para 1 MWh pico, se define como el periodo comprendido entre las 7:00 horas del lunes y las 22:00 horas del viernes, excluyendo determinadas fiestas.

### b Precio de las materias primas

Respecto a los mercados energéticos se hace uso de las series de precios que se detallan a continuación.

El precio del gas natural (*Gas* expresado en €/MWh) se ha calculado como una media ponderada del precio del Gas Natural Licuado (GNL) y del gas natural por gaseoducto comprados por España y puestos en frontera.<sup>15</sup> Si bien en la literatura habitual se emplea como referencia el precio del gas natural del National Balancing Point (NBP), de Reino Unido, como consecuencia de las características del sistema gasista español, que cuenta con cinco plantas de regasificación, y donde el GNL ha jugado un importante papel en el suministro de gas, se ha preferido emplear esta fuente de datos. Además, como consecuencia de que los datos disponibles de aduanas se presentan mensualmente, se han desagregado temporalmente estos en datos diarios usando como índice el precio del gas natural del mercado ICE.<sup>16</sup>

El precio del carbón que se ha empleado en este estudio (*Carb* expresado en €/MWh) es el precio diario de los futuros a un mes CIF ARA, negociados en el mercado ICE. Para convertir las unidades originales del carbón (tonelada de carbón equivalente) a MWh se han usado los factores de conversión obtenidos de la página de la Energy Information Administration (EIA).<sup>17</sup> Además, para convertir los datos del carbón de dólares a euros se ha hecho uso de la tasa de cambio diaria euro-dólar.<sup>18</sup>

El precio del petróleo (*Petr* expresado en €/barril) es el diario del barril de Brent futuro a un mes obtenido también de ICE, dado que generalmente se usa esta fuente de datos en la literatura revisada. Se ha empleado este tipo de petróleo por dos motivos: el primero porque el resto de petróleos se referencian a él con una prima o descuento en su cotización, el segundo porque es el petróleo de referencia en el mercado europeo.

### c Situación económica y derechos de emisión

En lo que respecta al precio del derecho de emisión europeo (*EUA* expresado en €/tonelada CO<sub>2</sub>), este se determina en diversos mercados como los extrabursátiles (OTC), el mercado al contado (Bluenext) o el de futuros (ICE). Dadas las elevadas correlaciones entre los precios de los diferentes mercados (Mansanet-Bataller et al., 2007) y dado que los precios futuros parecen causar en el sentido Granger los precios al contado (Keppler y Mansanet-Bataller, 2010) se decidió utilizar los precios diarios de los futuros a diciembre.<sup>19</sup>

<sup>15</sup> Datos de aduana obtenidos de Datacomex.

<sup>16</sup> Se ha usado como índice el precio de este mercado en base a los resultados obtenidos en el análisis de correlaciones entre las distintas fuentes de datos para los precios del gas que realizaron Rickels et al. (2015). ICE (Intercontinental Exchange) es una plataforma de comercio electrónico de diferentes activos fundada en el año 2000.

<sup>17</sup> Una tonelada equivalente de carbón son 8,141 MWh.

<sup>18</sup> Datos de la tasa de tipo de cambio obtenidos en [invertia.com](http://invertia.com).

<sup>19</sup> Se decidió hacer uso de los precios de los futuros a diciembre debido a las características del mercado, es decir, las empresas no pagan según contaminan sino que deben haber adquirido los derechos de emisión correspondientes a las emisiones realizadas al final de cada periodo.

En el análisis se incluye la situación económica mediante el índice bursátil IBEX 35 (*IBEX35* expresado en puntos bursátiles), ya que es un índice que refleja el valor bursátil de las 35 empresas españolas con mayor liquidez y debería, por lo tanto, dar una imagen veraz y ser reflejo de la situación económica española.<sup>20</sup>

El PIB podría ser una buena alternativa si los datos tuviesen frecuencia diaria, pero dada la publicación trimestral y anual por parte del INE, esta opción no resulta viable.

#### d Climatología y meteorología

Dada la relación no lineal entre las temperaturas y el precio de la electricidad, se ha considerado oportuno incluir el posible efecto de las temperaturas mediante dos métodos diferentes: desviaciones y variables ficticias.

- Primer método: desviaciones

Se crea un índice de temperaturas español (*Temp* expresado en grados centígrados) que se calcula como una media ponderada por la población de las temperaturas medias diarias de las cinco ciudades más pobladas de España, ya que son las que más pueden hacer variar la demanda energética.<sup>21</sup>

A continuación, se calcula para este índice la desviación de cada día respecto a la media de la estación en la que está, habiendo sido calculadas estas medias para el periodo 2008-2013. Así se obtiene una variable que se denomina *DesvTemp*. Después, siguiendo los pasos que Alberola et al. (2008) realizaron para el periodo 2005-2007, se identifican las estaciones que han tenido las desviaciones más altas (más negativas para los días más fríos de lo normal o más positivas para los calurosos), es decir, las temporadas extremadamente frías o calurosas en la muestra y se construyen variables ficticias que dan el valor uno para los días de esas temporadas. De esta forma, se identifican como temporadas frías las primaveras de 2008 y 2013 y el otoño de 2008. Como temporada más cálida de lo normal se identifica el otoño de 2011.

Con este criterio se construyeron las siguientes variables: *Prim08* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para marzo y abril de 2008; *Oto08* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para noviembre y diciembre de 2008; *Prim13* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para abril y mayo de 2013. Para las temporadas calientes, *Oto11* es el producto de *DesvTemp* y la variable ficticia con valores uno para septiembre y octubre de 2011.

- Segundo método: variables ficticias

Con la intención de detectar los días extrema o atípicamente fríos o cálidos, otros autores (Alberola et al., 2008; Casado y González, 2016) incluyen las temperaturas mediante variables ficticias que dan el valor uno para los días más fríos o calurosos respecto a la media de su estación. Por lo tanto, se ordenaron de menor (más negativa) a

<sup>20</sup> Datos obtenidos en [invervia.com](http://invervia.com).

<sup>21</sup> Dichas ciudades son Madrid, Barcelona, Valencia, Sevilla y Zaragoza. Los datos de población se obtienen de las páginas *webs* de sus respectivos ayuntamientos a fecha de 1 de enero de 2015.

mayor (más positiva) las desviaciones diarias del índice español de temperaturas y se dio el valor uno para el 5% de los días con desviaciones más negativas, recogiendo en la variable ficticia *Temp5*. Se realizó el mismo procedimiento para el 5% de las desviaciones más positivas y se recogieron estos días en la variable ficticia *Temp95*.

Por otra parte, al incluir en el modelo como variable explicativa la producción de energía eólica, siendo esta un elemento directo de la oferta diaria de electricidad, surgió un problema de endogeneidad entre esta y el precio de la electricidad.<sup>22</sup> Por ello, y teniendo en cuenta la necesidad de considerar este tipo de generación renovable, se decidió incluir el posible efecto del viento mediante desviaciones.

Observando la producción eólica y la potencia instalada de las Comunidades Autónomas (CCAA), se seleccionaron las cuatro más importantes que representan alrededor del 70% de la potencia eólica instalada total: Castilla y León, Castilla La Mancha, Galicia y Andalucía. Después, se obtuvieron las velocidades medias diarias del viento para las ciudades más representativas de las previamente mencionadas CCAA en lo que a cercanía de parques eólicos se refiere, es decir, Valladolid, Albacete, La Coruña y Huelva. Después, se calcularon las desviaciones de estas velocidades respecto a la media estimada para cada ciudad en el periodo 2008-2013.<sup>23</sup> Finalmente, se ponderaron las desviaciones de cada ciudad por la potencia instalada de la Comunidad Autónoma a la que hacen referencia para obtener así la variable *Vien\_Desv*.

Para estimar el posible efecto de la producción hidráulica en los precios diarios, se ha empleado como aproximación el nivel de los embalses, ya que al incluir como variable la producción hidráulica tendríamos, de nuevo, un problema de endogeneidad.<sup>24</sup> Para ello se seleccionaron los cinco embalses con mayor capacidad,<sup>25</sup> que están esparcidos en gran medida por la península ibérica, por lo que se puede hacer uso de la suma de los niveles de estos embalses diarios como aproximación de los niveles de los embalses de toda España. A la hora de tratar estos datos nos apoyamos en la metodología llevada a cabo por Rickels et al. (2010) y Hintermann (2010), estudios que quisieron comprobar el efecto de esta variable sobre el precio del derecho de emisión europeo. La suma de los niveles de estos cinco embalses permite crear dos variables ficticias: *Emb10* que tiene el valor uno para el 10% de los días con niveles de los embalses menores y *Emb90* que toma el valor uno para el 10% de los días con niveles de los embalses mayores.

#### e Otros determinantes

Dado que los cambios de legislación acaecidos en los últimos años pueden haber afectado al precio diario de la electricidad, se incluyó su posible efecto mediante la variable ficticia *Legis* que obtiene valor uno los días que se notificaron cambios de legislación importantes, como el del 12 de julio de 2013 cuando se adoptaron medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

<sup>22</sup> Y así se ha comprobado mediante un contraste de causalidad de Granger, véase anexo 2.

<sup>23</sup> Nótese que no se calcula la media por estación como para el caso de las temperaturas ya que en este aspecto la estación no influye en la velocidad del viento.

<sup>24</sup> Y así se ha comprobado mediante un contraste de causalidad de Granger, véase anexo 2.

<sup>25</sup> Los embalses son: La Serena, Alcántara, Almendra, Buendía y Mequinenza.

Como se indicaba en la sección de determinantes, las reuniones de la OPEP también pueden influir en el precio diario de la electricidad, especialmente las reuniones extraordinarias. Por ello se crea la variable ficticia *OPEP* que recoge el valor uno los días que tuvieron lugar estas reuniones.

El posible efecto de las paradas de las centrales nucleares se incluye mediante otra variable ficticia *Par\_Nucl* que indica para cada día el número de centrales nucleares paradas o no funcionando, dado que podría haber más de una de estas centrales paradas simultáneamente.

El posible efecto de las subastas CESUR se incluye mediante tres variables diferentes ya que no queda claro de qué manera pueden afectar estas subastas al precio diario de la electricidad. *Sub1* toma el valor uno exclusivamente el día de las subastas, *Sub\_me5* toma el valor uno los cuatro días previos y el día de la subasta y *Sub\_ma5* tiene el valor uno el día de la subasta y los cuatro días posteriores.

### 3.2 Especificación econométrica entre los precios de la electricidad, las materias primas, las temperaturas y la meteorología

Un supuesto necesario del modelo de regresión lineal general (MRLG) al usar series temporales es la estacionariedad de los datos. Para comprobar este supuesto en nuestros datos se hace uso del contraste de Dickey Fuller Aumentado<sup>26</sup> y se complementa con el contraste KPSS. Debido a la no estacionariedad de la mayoría de las variables, se usarán las variables en primeras diferencias de los logaritmos.

Ya que se incluye el posible efecto de las temperaturas mediante dos métodos y debido a los dos precios de la electricidad que son objeto de estudio, se especificarán cuatro modelos distintos.

El primer modelo explica el precio de la electricidad base incluyendo las variables de temperatura como se han explicado en el método de desviaciones de la sección previa:

$$\begin{aligned} ElecBase_t = & \alpha + \beta_1(L)ElecBase_t + \beta_2(L)Gas_t + \beta_3(L)Carb_t + \beta_4(L)Petr_t + \\ & \beta_5(L)EUA_t + \beta_6(L)IBEX35_t + \beta_7Prim08 + \beta_8Oto08 + \beta_9Oto11 + \\ & \beta_{10}Prim13 + \beta_{11}Vien_{Desv} + \beta_{12}Emb_{10} + \beta_{13}Emb_{90} + \beta_{14}Legis + \\ & \beta_{15}OPEP + \beta_{16}Par\_Nucl + \beta_{17}Sub1 + \beta_{18}Sub\_me5 + \beta_{19}Sub\_ma5 + u_t \end{aligned} \quad [1]$$

dónde  $t$  es el periodo en consideración, *ElecBase* es el precio diario de la electricidad base, *Gas* es el precio del gas natural, *Carb* es el precio del carbón, *Petr* es el precio del petróleo, *EUA* es el precio de los derechos de emisión europeos, *IBEX35* es el valor del índice bursátil Ibex35, *Prim08*, *Oto08*, *Oto11* y *Prim13* son las variables de temperaturas explicadas en la sección de datos, *Vien\_Desv* es la desviación de la velocidad media del viento, *Emb\_10* y *Emb\_90* son las variables de niveles de los embalses construidas de acuerdo con la sección previa, *Legis*, *OPEP*, *Par\_Nucl*, *Sub1*, *Sub\_me5* y *Sub\_ma5* son las variables ficticias especificadas en la sección de datos y  $L$  es el operador de retardos de forma que  $LX_t = X_{t-n}$  dónde  $n$  es un número entero.

<sup>26</sup> Resultados en el anexo 3.

El segundo modelo explica el precio de la electricidad base incluyendo las variables de temperatura como se han explicado en el método de variables ficticias de la sección previa:

$$\begin{aligned} ElecBase_t = & \alpha + \beta_1(L)ElecBase_t + \beta_2(L)Gas_t + \beta_3(L)Carb_t + \beta_4(L)Petr_t + \\ & \beta_5(L)EUA_t + \beta_6(L)IBEX35_t + \beta_7Temp + \beta_8Temp5 + \beta_9Temp95 + \\ & \beta_{10}Vien\_Desv + \beta_{11}Emb\_10 + \beta_{12}Emb\_90 + \beta_{13}Legis + \beta_{14}OPEP + \\ & \beta_{15}Par\_Nucl + \beta_{16}Sub1 + \beta_{17}Sub\_me5 + \beta_{18}Sub\_ma5 + u_t \end{aligned} \quad [2]$$

dónde  $t$  es el periodo en consideración,  $ElecBase$  es el precio diario de la electricidad base,  $Gas$  es el precio del gas natural,  $Carb$  es el precio del carbón,  $Petr$  es el precio del petróleo,  $EUA$  es el precio de los derechos de emisión europeos,  $IBEX35$  es el valor del índice bursátil Ibx35,  $Temp$ ,  $Temp5$  y  $Temp95$ , son las variables de temperaturas explicadas en la sección de datos,  $Vien\_Desv$  es la desviación de la velocidad media del viento,  $Emb\_10$  y  $Emb\_90$  y son las variables de niveles de los embalses construidas de acuerdo con la sección previa,  $Legis$ ,  $OPEP$ ,  $Par\_Nucl$ ,  $Sub1$ ,  $Sub\_me5$  y  $Sub\_ma5$ , son las variables ficticias especificadas en la sección de datos y  $L$  es el operador de retardos de forma que  $LX_t = X_{t-n}$  dónde  $n$  es un número entero.

El tercer modelo explica el precio de la electricidad pico incluyendo las variables de temperatura como se han explicado en el método de desviaciones de la sección previa:

$$\begin{aligned} ElecPico_t = & \alpha + \beta_1(L)ElecPico_t + \beta_2(L)Gas_t + \beta_3(L)Carb_t + \beta_4(L)Petr_t + \\ & \beta_5(L)EUA_t + \beta_6(L)IBEX35_t + \beta_7Prim08 + \beta_8Oto08 + \beta_9Oto11 + \\ & \beta_{10}Prim13 + \beta_{11}Vien\_Desv + \beta_{12}Emb_{10} + \beta_{13}Emb_{90} + \beta_{14}Legis + \\ & \beta_{15}OPEP + \beta_{16}Par\_Nucl + \beta_{17}Sub1 + \beta_{18}Sub\_me5 + \beta_{19}Sub\_ma5 + u_t \end{aligned} \quad [3]$$

Dónde  $t$  es el periodo en consideración,  $ElecPico$  es el precio diario de la electricidad pico,  $Gas$  es el precio del gas natural,  $Carb$  es el precio del carbón,  $Petr$  es el precio del petróleo,  $EUA$  es el precio de los derechos de emisión europeos,  $IBEX35$  es el valor del índice bursátil Ibx35,  $Prim08$ ,  $Oto08$ ,  $Oto11$  y  $Prim13$ , son las variables de temperaturas explicadas en la sección de datos,  $Vien\_Desv$  es la desviación de la velocidad media del viento,  $Emb\_10$  y  $Emb\_90$  son las variables de niveles de los embalses construidas de acuerdo con la sección previa,  $Legis$ ,  $OPEP$ ,  $Par\_Nucl$ ,  $Sub1$ ,  $Sub\_me5$  y  $Sub\_ma5$   $Le$  son las variables ficticias especificadas en la sección de datos y  $L$  es el operador de retardos de forma que  $LX_t = X_{t-n}$  dónde  $n$  es un número entero.

El cuarto modelo explica el precio de la electricidad pico incluyendo las variables de temperatura como se han explicado en el método de variables ficticias de la sección previa:

$$\begin{aligned} ElecPico_t = & \alpha + \beta_1(L)ElecPico_t + \beta_2(L)Gas_t + \beta_3(L)Carb_t + \beta_4(L)Petr_t + \\ & \beta_5(L)EUA_t + \beta_6(L)IBEX35_t + \beta_7Temp + \beta_8Temp5 + \beta_9Temp95 + \\ & \beta_{10}Vien\_Desv + \beta_{11}Emb\_10 + \beta_{12}Emb\_90 + \beta_{13}Legis + \beta_{14}OPEP + \\ & \beta_{15}Par\_Nucl + \beta_{16}Sub1 + \beta_{17}Sub\_me5 + \beta_{18}Sub\_ma5 + u_t \end{aligned} \quad [4]$$

dónde  $t$  es el periodo en consideración,  $ElecBase$  es el precio diario de la electricidad base,  $Gas$  es el precio del gas natural,  $Carb$  es el precio del carbón,  $Petr$  es el precio del

petróleo, *EUA* es el precio de los derechos de emisión europeos, *IBEX35* es el valor del índice bursátil *Ibex35*, *Temp*, *Temp5* y *Temp95*, son las variables de temperaturas explicadas en la sección de datos, *Vien\_Desv* es la desviación de la velocidad media del viento, *Emb\_10* y *Emb\_90* y son las variables de niveles de los embalses construidas de acuerdo con la sección previa, *Legis*, *OPEP*, *Par\_Nucl*, *Sub1*, *Sub\_me5* y *Sub\_ma5*, son las variables ficticias especificadas en la sección de datos y *L* es el operador de retardos de forma que  $LX_t = X_{t-n}$  donde *n* es un número entero.

#### 4 Resultados e interpretación

Primero se estiman los modelos (1), (2), (3) y (4) por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO). Al hallar heterocedasticidad y autocorrelación en todos los modelos, se calculan los estimadores de la varianza robustos a la heterocedasticidad y autocorrelación (HAC MCO). Aun así, al observar el gráfico de residuos y debido al aumento paulatino de la volatilidad en el mercado, se decide contrastar la existencia de efectos ARCH (autorregresivos con heterocedasticidad condicional) en ellos. Dada la evidencia a favor de la existencia de estos efectos, se procede a tratar el problema de la heterocedasticidad de forma condicionada, utilizando el modelo GARCH de Tim Bollerslev para los órdenes (1,1). Este procedimiento tiene sentido ya que el precio de la electricidad muestra una volatilidad muy elevada, comparable o incluso superior a la de muchos activos financieros como se ha mencionado en las secciones anteriores.<sup>27</sup>

Para simplificar los resultados, se muestran los valores de las variables sin especificar los retardos excepto para casos concretos. La calidad de los modelos se mide mediante el coeficiente de determinación  $R^2$ ,  $R^2$  corregido, el valor *p* del estadístico de contraste *F* (estadístico *F*) y el estadístico de Durbin-Watson (*D-W*).

<sup>27</sup> Los resultados obtenidos por HAC MCO se muestran en el anexo 4.

Tabla 1

**Resultados por GARCH (1,1)**

(Continúa)

	<i>ElecBase</i>		<i>ElecPico</i>	
	(1)	(2)	(3)	(4)
Const	-0,0014 (0,0024)	0,0006 (0,0024)	-0,0022 (0,0023)	-0,0079*** (0,0025)
ElecBase(-1)	-0,5735*** (0,0311)	-0,6866*** (0,0444)		
ElecBase(-2)	-0,4949*** (0,0364)	-0,5421*** (0,0814)		
ElecPico(-1)			-0,3877*** (0,0264)	-0,5535*** (0,0421)
ElecPico(-2)			-0,1383*** (0,0245)	-0,2153*** (0,0533)
Gas	0,1300** (0,0583)	0,2233*** (0,0670)	0,1875*** (0,0652)	0,2418*** (0,0752)
Carb	0,1916** (0,0918)	0,2915*** (0,0938)	0,2093* (0,1079)	0,1915* (0,1069)
Petr	-0,1592* (0,0873)	-	-0,2363** (0,0962)	-0,2198** (0,1022)
Petr(-5)	-	-	0,1671* (0,0936)	0,3453*** (0,9915)
EUA	-0,1566** (0,0694)	0,1327*** (0,0800)	0,1911*** (0,0681)	-
EUA(-1)	-	-0,1807*** (0,0673)	-0,1489* (0,0797)	-0,3319*** (0,0822)
EUA(-2)	-	-	0,2093*** (0,0732)	0,2672*** (0,0794)
IBEX35	0,2228** (0,0910)	-	0,2108** (0,0952)	0,2463** (0,0979)
Prim08	-0,0088*** (0,0026)		-	
Oto08	-		-	
Oto11	-0,0065*** (0,0023)		-0,0060*** (0,0021)	
Prim13	-		-0,258033*** (0,0280)	
Temp			-	-
Temp5			-	0,0286*** (0,0082)
Temp95		-0,0210*** (0,0076)		-0,0165* (0,0089)

**Resultados por GARCH (1,1)** (Conclusión)

	<i>ElecBase</i>		<i>ElecPico</i>	
	(1)	(2)	(3)	(4)
Vien_Desv	-0,0096*** (0,0006)	-0,0095*** (0,0006)	-0,0081*** (0,0007)	-0,0085*** (0,0007)
Emb_10	-	-	-0,0105* (0,0054)	-
Emb_90	-	-0,0127* (0,0071)	-	-
Legis	-	-	-	-
OPEP	0,0669*** (0,0249)	-0,0683* (0,0370)	0,0433* (0,0239)	-
Par_Nucl	-	-	-	-
Sub1	0,0432** (0,0209)	-	0,0505*** (0,0182)	0,0324* (0,0190)
Subme5	-0,0496*** (0,0073)	-0,0463*** (0,0074)	-	-
Subma5	0,0325*** (0,0094)	-	-0,0219** (0,0105)	-0,0286*** (0,0102)
ARCH(1)	0,3756*** (0,0381)	0,5583*** (0,0539)	0,7228*** (0,0321)	0,2599*** (0,0002)
GARCH(1)	0,4509*** (0,0888)	0,4417*** (0,0999)	0,2610*** (0,0196)	0,3451*** (0,0280)
R2	0,2355	0,2328	0,2279	0,2184
R2 corregido	0,2175	0,2180	0,2012	0,2025
Estadístico F	1,39e-77	8,26e-35	3,38e-21	5,03e-18
D-W	1,9385	1,9394	1,9812	1,9819

(\*) Significativo al 10%. (\*\*) Significativo al 5%. (\*\*\*) Significativo al 1%. (-) No significativo.

Los resultados indican que el precio pasado de la electricidad explica para todos los modelos el precio actual de la electricidad en buena medida, por lo que el uso de la autorregresión parece ser acertado, tanto para la electricidad base como para la electricidad pico. Por otra parte, el coeficiente de determinación no supera para ninguno de los casos el 25%, resultado esperable ya que el precio de la electricidad es muy volátil y depende de más factores que los incluidos en estos modelos, todos difícilmente cuantificables.

Uno de estos factores podría ser el grado de interconexión con otros países/mercados que podría dotar al mercado de una mayor estabilidad. El acoplamiento de los precios del mercado ha crecido. En este sentido, en 2008 puede destacarse que el 38% de las horas hubo un acoplamiento de los precios con Portugal. El resto de las horas no fue posible como consecuencia de congestiones en las interconexiones. En 2015, esta cifra alcanzó el 97,57% del tiempo.<sup>28</sup>

<sup>28</sup> Véase anexo 5.

Volviendo a los resultados, respecto a las variables energéticas, estos indican un efecto positivo del precio del gas natural y del carbón sobre ambos precios de la electricidad. Estos resultados eran de esperar ya que los ciclos combinados de gas y las térmicas de carbón entran habitualmente en última posición en el mercado, con precios elevados y muy pocas horas de utilización (en especial los ciclos), debiendo en estas condiciones recuperar sus costes fijos. Ello es debido a que el mercado eléctrico español es de carácter marginalista, es decir, todos los vendedores reciben el mismo precio independientemente del que hayan ofertado, lo que en su momento generó cierta controversia (Karcsonyi y Pérez, 2012).<sup>29</sup>

Tenemos evidencia para afirmar que el precio del petróleo no afecta o lo hace de forma negativa. Estos resultados se pueden entender debido a que, como bien se ha comentado en la sección de determinantes, los precios del gas y del petróleo están muy correlacionados, por lo que el efecto de los precios del petróleo podría estar incluido en los resultados obtenidos para la variable de gas natural.

La evidencia respecto al efecto del precio de los derechos de emisión europeos sobre el precio de la electricidad española es mixta y confusa ya que se obtienen efectos positivos, negativos y no significativos. Por ello, el papel que juega este activo financiero no queda del todo claro, si bien, como se mencionaba en la sección de determinantes, el precio de los EUAs ha estado por debajo del teóricamente necesario para crear un incentivo real para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

También es cierto que se trata de una variable que influye en especial en dos tecnologías de generación, en el carbón y en los ciclos combinados, ya que como se ha señalado anteriormente, las fuentes renovables no emiten CO<sub>2</sub> en la producción de electricidad. Además, dado el gran potencial de estas (hidráulica y eólica en particular) y las fuentes libres de carbono del parque eléctrico español,<sup>30</sup> el efecto de los EUAs sobre el precio de la electricidad española puede verse reducido considerablemente. Es probablemente debido a estos dos motivos de peso que no se observan unos resultados tan claros como los de otras variables en lo que al efecto de los EUAs sobre la electricidad respecta.

Sobre el efecto de la situación económica, incluida esta mediante el índice bursátil IBEX35, concluimos que a mayor actividad económica el precio de la electricidad aumenta, como era de esperar.<sup>31</sup> No obstante, se podría esperar a futuro una evolución contraria, resultado del énfasis en políticas de ahorro y eficiencia energética.

El papel de las temperaturas se incluye mediante modelos distintos como se ha especificado en la sección de datos. Para el método de desviaciones (modelos (1) y (3)),

<sup>29</sup> Si se compara con un mercado *pay-as-bid*, donde cada vendedor recibe el precio al que ha realizado su puja, las ofertas no serían las mismas. Una central nuclear no ofertaría a cero, sino a un precio superior, lo que finalmente le supondría recibir un precio similar al marginalista.

<sup>30</sup> Véase anexo 6.

<sup>31</sup> A modo de ejemplo, tras un largo período de crecimiento hasta 2008, la demanda eléctrica sufrió una desaceleración, con una tasa de crecimiento de apenas el 0,8% frente al 3,2% registrado el año precedente, situándose en 268.534 millones de kWh frente a los 240.152 en 2013 (Foro de la industria Nuclear Española, 2014). El debilitamiento de la demanda de 2008 frente a la anterior mostraba una fuerte correlación con la evolución de la situación económica medida en términos de Producto Interior Bruto (PIB).

se concluyó que, si bien se recoge el efecto negativo esperado del otoño de 2011, ya que al ser este más templado de lo habitual se haría un menor uso de la calefacción y por ende la demanda energética se reduciría, también se recoge un efecto negativo no esperado de la primavera de 2008, siendo esta más fría de lo normal, lo que debería aumentar el uso de calefacción y consecuentemente aumentar la demanda energética, repercutiendo de forma positiva en el precio de la electricidad.

Para el método de variables ficticias la evidencia dicta que los días con desviaciones más positivas, es decir, los días más calientes de lo esperado para la estación en la que están, reducen el precio de la electricidad. Esto es así debido a que, si recurrimos a nuestra base de datos, se observa que estos días han sucedido principalmente en invierno o primavera, por lo que dichos días se hará un menor uso de la calefacción y por ello la demanda energética disminuirá. Por otra parte, la variable que recoge los días con desviaciones más negativas no resulta significativa.

Por ello concluimos que, si bien las temperaturas parecen jugar un papel importante a la hora de determinar el precio diario de la electricidad, este papel no queda del todo claro. Esto puede ser debido al método con el cual se han construido las variables de temperatura, ya que aquellas creadas para recoger el posible efecto de los días atípicamente más fríos no tienen por qué recoger estos valores en invierno o primavera, épocas en las que aumentaría la demanda energética por un mayor uso de la calefacción.

Dado que estas variables se construyen de acuerdo con las desviaciones diarias respecto a la media estacional, se puede producir un día más templado de lo habitual en verano respecto a la temperatura media de esta estación, por lo que se reduciría la demanda energética debido a un menor consumo de aire acondicionado. Así, no se recogería el signo positivo previsto o contrarrestaría el signo negativo esperado de los días fríos de invierno y primavera, es decir, los poseedores de desviaciones negativas.

Esta incertidumbre no se da con la variable de velocidad del viento. Se comprueba que a mayor velocidad del viento respecto a la velocidad media esperada, el precio de la electricidad disminuye. Esto es debido a que una mayor desviación positiva de la velocidad del viento introduce más energías renovables en el sistema eléctrico, por lo que el gas y el carbón pueden llegar a no entrar al sistema y, por lo tanto, no aumentar el precio de la electricidad.

Sin embargo, el efecto de los niveles de los embalses no queda tan claro como el efecto del viento. Si bien el 10% de los días con niveles de los embalses más bajos no parecen afectar al precio de la electricidad, el 10% de los días con niveles de los embalses más altos parecen afectar de forma negativa o no significativa. Para futuros estudios sería interesante incluir el posible efecto de esta variable diferenciando épocas de sequía y de no sequía, como ya se ha mencionado en la sección de determinantes.

En efecto, los resultados obtenidos para las variables de viento y niveles de embalses, que en cierta medida, representan lo mismo, la abundancia de un recurso renovable, son diferentes entre sí. Ello es probablemente debido al hecho de que el viento, a diferencia del agua, no se puede almacenar. El sistema eléctrico español cuenta con una potencia de más de 16.000 MW de hidráulica, que van acompañados de importantes infraestructuras,

principalmente presas, que permiten al gestor de las mismas decidir cuándo y cómo utilizar esa agua, cosa que no puede abordar el gestor de un parque eólico. En todo caso, la ausencia de ambos recursos sí parece empujar a los precios de la electricidad al alza.<sup>32</sup>

Sobre las variables ficticias con objeto de incluir el posible efecto de los cambios de legislación, las reuniones de la OPEP, las subastas CESUR y las paradas de las centrales nucleares nuestros modelos indican que, si bien los cambios de legislación y las paradas de las centrales nucleares no parecen haber tenido efecto, sí lo han tenido las reuniones de la OPEP y las subastas CESUR.

Las reuniones extraordinarias de la OPEP son significativas a la hora de explicar el precio diario de la electricidad, aunque la evidencia sobre su efecto es mixta.

Respecto a las subastas CESUR, los resultados indican un efecto claro en torno a los días previos y próximos a las subastas, dándose un aparente aumento en el precio de la electricidad los días de las subastas. Además, el precio de la electricidad base parece reducirse tanto en los cinco días previos a la subasta como en los cinco consiguientes, mientras que el precio de la electricidad pico solo parecía reducirse en los cinco días posteriores a las subastas. En todo caso y vista la literatura de la CNMC al respecto, parece más probable que la manera de incluir el efecto de este factor, más acorde con la realidad, sea mediante la variable *Sub1*.

De todas formas, el estudio en profundidad del efecto de estas subastas queda fuera del alcance de este estudio, ya que las aparentes anomalías del mercado mencionadas en la sección de determinantes no se pueden capturar con un método tan sencillo como es el MRLG.

El hecho de que las paradas de las centrales nucleares no tengan ningún efecto era de esperar, ya que las centrales nucleares tienen la obligación de notificar cualquier parada con una antelación superior a un año y parece que el mercado se organiza ante estas paradas de una forma tan eficaz que el precio de la electricidad aparentemente no sufre alteraciones. Esto se produce incluso en el caso de que hubiera más de tres centrales de las siete centrales operativas en el país paradas de forma simultánea.

Por último, los coeficientes del modelo GARCH (1,1) son siempre significativos, lo que confirma que el uso de estos métodos es correcto y adecuado.

## 5 Conclusiones

El mercado eléctrico español se caracteriza por su complejidad y esto es corroborado por nuestros resultados ya que ninguno de los modelos es capaz de explicar más del 25% del precio de la electricidad. Sin embargo, este resultado era de esperar ya que en la gran mayoría de mercados financieros en los que los precios fluctúan libremente predecir el precio del activo cotizado con una bondad de ajuste alta, resulta ser de una elevada

<sup>32</sup> Así, en relación con los precios del diario de 2015, el mercado arrojó cifras un 19% superiores a las del año precedente y ligeramente mayores a los del resto de mercados europeos como consecuencia, según el operador del mercado, de una menor presencia de energía hidráulica y de eólica, aunque las cifras también vinieron acompañadas de un incremento de la demanda.

complejidad. Un factor adicional para explicar un porcentaje mayor del precio de la electricidad podría ser el grado de interconexión con otros países/mercados.

No obstante, es probable que sean las ofertas de compra y venta de electricidad a largo plazo, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, junto con los ajustes que diariamente, y hasta 24 horas antes de la entrega, se producen a esos contratos a plazo, los que mayor capacidad de explicación podrían aportar al modelo. Estos factores no se han incluido en el modelo por la dificultad intrínseca de obtener y trabajar con estos datos, que en ocasiones obedecen a contratos bilaterales OTC, pero sería de gran interés tratar de introducirlos en futuros estudios.

Como se ha visto, el gas y el carbón mantienen una relación positiva con el precio de la electricidad, como era previsible debido al carácter marginalista del mercado eléctrico español. Sin embargo, es curioso cómo el precio del petróleo no parece afectar al precio de la electricidad, lo que puede ser debido a la escasa producción de electricidad mediante este *input* o sus derivados. Sin embargo, las reuniones extraordinarias de la OPEP sí parecen haber afectado levemente a este precio.

Los derechos de emisión, que Casado y González (2016) demostraron mediante un contraste de causalidad causan en el sentido Granger el precio de la electricidad del Reino Unido, o bien no son significativos o bien obtenemos evidencia mixta sobre su relación con el precio de la electricidad española. Existe una razón principal para justificar este resultado, y es que el precio de los derechos de emisión afectará sobre todo a los precios de la electricidad de los países que más CO<sub>2</sub> emitan por unidad de electricidad producida, y como se ha mostrado antes, el *mix* energético español cuenta en gran medida con fuentes renovables de producción eléctrica, lo que disminuiría considerablemente el posible efecto de los derechos de emisión sobre el precio de la electricidad española.

Por otra parte, se confirma que la situación económica afecta de manera unánime al precio de la electricidad. Aun así, puede que esta relación se modifique en los siguientes años dados los objetivos de eficiencia energética planteados por la Comisión Europea, que harán posible una mayor actividad económica e industrial con un menor consumo de energía.

Las temperaturas parecen jugar un papel en el precio de la electricidad española. Cabe destacar la evidencia mixta obtenida, que sugiere que, si bien las temperaturas desempeñan un rol importante al determinar el precio de electricidad, este no ha quedado del todo claro, debido posiblemente a la construcción de las variables que han pretendido incluir su efecto y a la relación no lineal entre la temperatura y el precio de la electricidad.

La meteorología parece también influir en el precio de la electricidad, debido a la gran potencia eólica e hidráulica instalada en España. Si bien los resultados sugieren que unas velocidades medias del viento superiores disminuirán el precio de la electricidad, el efecto de la hidráulica no queda tan claro. Aun así, en futuros estudios sería interesante incluir el posible efecto de estas mediante épocas de sequías y no sequías, ya que, como la CNE indicó, son las épocas en que más crece el precio de la electricidad española.

Los resultados muestran evidencias a favor de que los cambios de legislación no han afectado al precio de la electricidad. Sí que lo han hecho, sin embargo, las subastas CESUR. Como se ha mencionado, existieron aparentes anomalías en el precio de la electricidad debido a estas subastas. Pese a que el análisis profundo del efecto de estas subastas sobre el precio de la electricidad no es el objeto de este estudio, se puede concluir que, a medida que se acercaban los días de las subastas, el precio de la electricidad aumentaba.

De esta manera, se podría decir que los hechos acontecidos durante el último trimestre de 2008, refrendan los resultados del estudio aquí realizado. Así, en dicho año se advirtió una clara tendencia a la baja de los precios de las materias primas energéticas. Dicha caída se trasladó a los precios de los mercados de electricidad (OMEL, 2008). Además, durante la primera parte de dicho año, los precios de los mercados europeos y de las transacciones extrabursátiles (OTC) fueron crecientes, debido a la evolución positiva de la demanda, un régimen de producción hidráulica moderado, una situación alcista del mercado internacional del gas natural<sup>33</sup> y del crudo, incluidos los derechos de emisión.

En investigaciones futuras podría analizarse la evolución de las interconexiones con otros mercados. De esta manera, se esperaría que con una mayor interconexión, los precios convergieran a ambos lados de las fronteras, lo que llevaría a unos precios más estables y a una disminución de la volatilidad.<sup>34</sup>

<sup>33</sup> En 2008, el precio del gas, como en otros países o en mayor medida por la proporción de ciclos combinados de gas en el sistema español, constituyó en 2008 un factor muy significativo en la formación de los precios de la electricidad (OMEL, 2008).

<sup>34</sup> En 2015, mientras que en el mes de julio, el precio del MWh español ascendía a unos 60 €/MWh, en la Europa interconectada los precios eran inferiores a los 40 €/MWh.

## 6 Anexos

### Anexo 1. Días subastas CESUR y precio final

Tabla 2

#### Subastas CESUR

<i>Fecha</i>	<i>Precio final (€/MWh)</i>
25/09/2008	72,49
16/12/2008	58,86
26/03/2009	36,58
25/06/2009	42,00
15/12/2009	39,43
23/06/2010	44,50
21/09/2010	46,94
14/12/2010	49,07
22/03/2011	51,79
28/06/2011	53,20
27/09/2011	57,99
20/12/2011	52,99
21/03/2012	51,00
26/06/2012	56,25
25/09/2012	49,25
21/12/2012	54,18
20/03/2013	45,41
25/06/2013	47,95
24/09/2013	47,58

Fuente: <http://www.subastasesur.omie.es/subastas-cesur/resultados>

### Anexo 2. Contraste de causalidad de Granger: producción eólica e hidráulica<sup>35</sup> sobre el precio de la electricidad

Tabla 3

#### Contrastes de causalidad

<i>Dirección causalidad</i>	<i>Nº. de retardos</i>	<i>F</i>
Elec -> Eol	5	3,1557***
Eol -> Elec	5	2,6488**
Elec -> Hidr	5	5,4763***
Hidr -> Elec	5	15,12***

<sup>35</sup> Datos de producción eólica e hidráulica obtenidos de <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.

### Anexo 3. Contraste Dickey Fuller Aumentado

El orden del retardo es 365 debido a la naturaleza diaria de los datos y el número óptimo de ellos se estima mediante el criterio AIC. Los resultados de los contrastes KPSS no se muestran pero son acordes con los resultados obtenidos con el contraste de Dickey Fuller Aumentado.

Tabla 4

#### Resultados contrastes Dickey Fuller Aumentados

Variable	Variables en logaritmos		Variable en primeras diferencias de logaritmos
	$t_{constante}$	$t_{tendencia}$	$t_{sin constante}$
ElecBase	-4,3348***	-4,3245***	-3,9779***
ElecPico	-4,5152***	-4,5065***	-3,7382***
Gas	-1,4970	-1,3896	-14,4537***
Carb	-1,4617	-1,8226	-28,7854***
Petr	-0,8909	-0,6881	-18,6442***
EUA	-1,6645	-1,3913	-6,2577***
IBEX35	-1,6645	-1,3913	-24,0707***

(\*) Significativo al 10%. (\*\*) Significativo al 5%. (\*\*\*) Significativo al 1%.

### Anexo 4. Resultados por HAC MCO

Tabla 5

#### Resultados por HAC MCO

(Continúa)

	ElecBase		ElecPico	
	(1)	(2)	(3)	(4)
Const	-0,0062 (0,0074)	0,0190 (0,01759)	0,5079*** (0,1566)	0,0171 (0,0249)
ElecBase(-1)	-0,2814* (0,1641)	-0,2806* (0,1653)		
ElecBase(-2)	-0,3415*** (0,0486)	-0,3410*** (0,0498)		
ElecPico(-1)			-0,3849** (-0,1642)	-0,3839** (0,1635)
ElecPico(-2)			-0,2904*** (0,0864)	-0,2887*** (0,0858)
Gas	-	-	-	-
Carb	0,6173* (0,3504)	0,6348* (0,3497)	0,6364* (0,3475)	0,6357* (0,3539)
Petr	-	-	-	-

**Resultados por HAC MCO** (Conclusión)

	<i>ElecBase</i>		<i>ElecPico</i>	
	(1)	(2)	(3)	(4)
EUA	-	-	-0,9745* (0,5711)	-1,0109* (0,5322)
IBEX35	0,7098* (0,4055)	0,7082* (0,4019)	1,1159* (0,6574)	1,0774* (0,6492)
Prim08	-0,0155*** (0,0053)		-0,0141** (0,0065)	
Oto08	-		-	
Oto11	-0,0107*** (0,0035)		-0,0122*** (0,0043)	
Prim13	-		-	
Temp			-	-
Temp5			-	-
Temp95		-0,0354*** (0,0136)		-0,0382** (0,0187)
Vien_Desv	-0,0230*** (0,0033)	-0,0231*** (0,0034)	-0,0231*** (0,0045)	-0,0227*** (0,0045)
Emb_10	-	-	-	-
Emb_90	0,0625** (0,0299)	-0,0665** (0,0296)		
Legis	-	-	-	-
OPEP	-	-	-	-
Par_Nucl	-	-	-	-
Sub1	-	-	-	-
Subme5	-	-	-	-
Subma5	-0,0412** (0,0196)	-0,0427** (0,0212)	-0,0521** (0,0253)	-0,0488* (0,0284)
R <sup>2</sup>	0,2435	0,2440	0,2309	0,2299
R <sup>2</sup> corregido	0,2189	0,2195	0,2059	0,2048
Estadístico F	7,50e-160	3,56e-25	7,59e-15	1,06e-13
D-W	1,8980	1,8989	1,9778	1,9783
Procedimiento	HAC MCO	HAC MCO	HAC MCO	HAC MCO

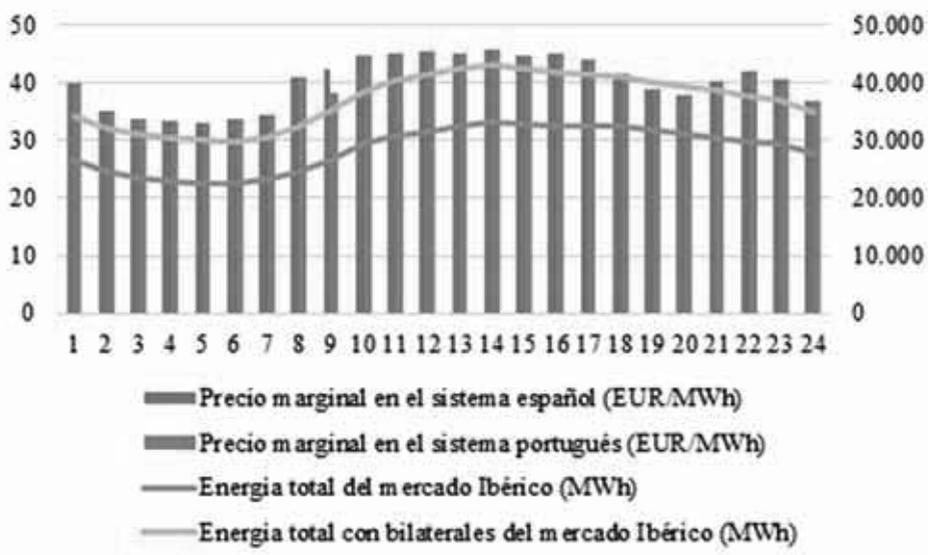
(\*) Significativo al 10%. (\*\*) Significativo al 5%. (\*\*\*) Significativo al 1%. (-) No significativo.

### Anexo 5. Acoplamiento sistema español y portugués

El siguiente gráfico muestra el acoplamiento de los precios de la electricidad a ambos lados de la frontera en 23 de las 24 horas de un día, y señala el desacoplamiento en la hora novena.

Gráfico 4

#### Precio horario del mercado diario (22/7/2016)



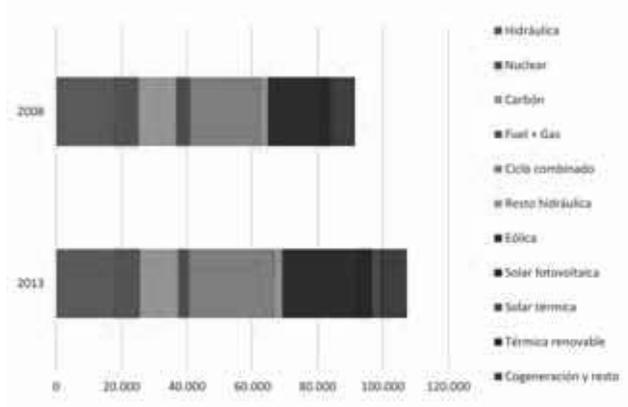
Fuente: OMIE (2016a).

### Anexo 6. Potencia instalada en el parque eléctrico español

En el período objeto de estudio, la mayor parte de la nueva potencia se correspondía con instalaciones del denominado régimen retributivo especial, fundamentalmente renovables, así como ciclos combinados.

Gráfico 5.

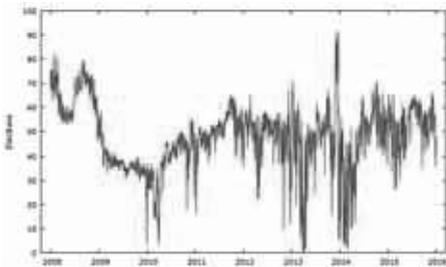
**Potencia instalada en el parque eléctrico español (MW)**



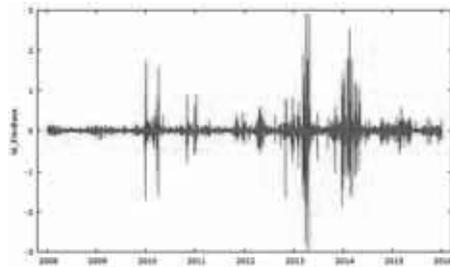
Fuente: elaboración propia a partir de REE (2016).

**Anexo 7. Gráficos de las variables**

**Electricidad base**

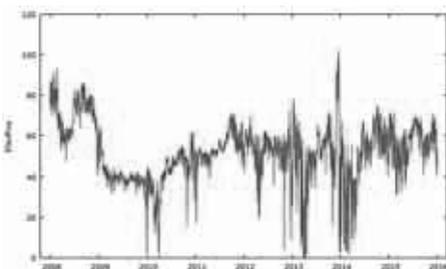


**Serie original**

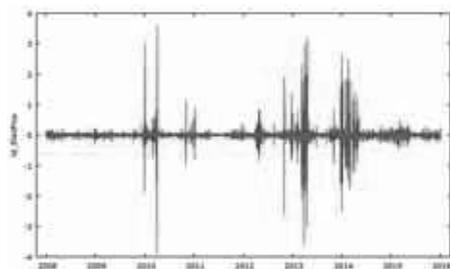


**Primeras diferencias de logaritmos**

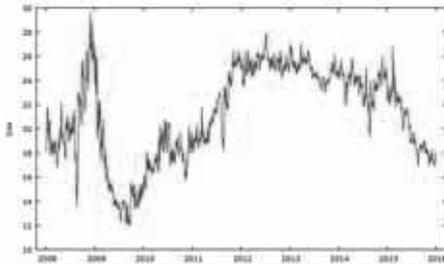
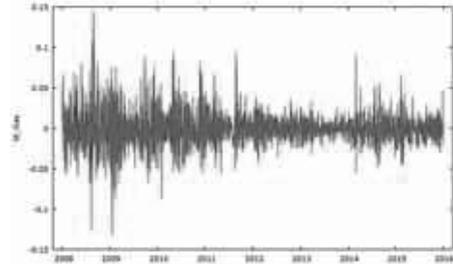
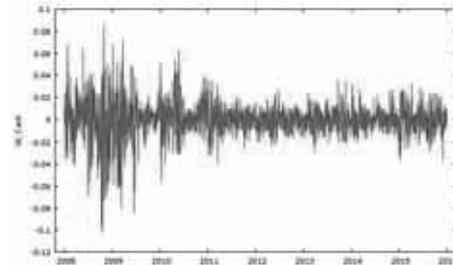
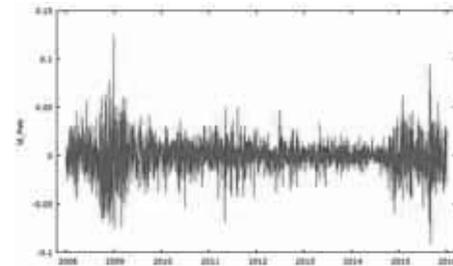
**Electricidad Pico**



**Serie original**



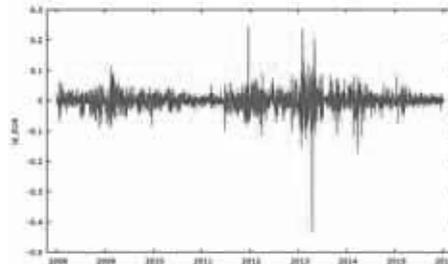
**Primeras diferencias de logaritmos**

**Gas natural****Serie original****Primeras diferencias de logaritmos****Carbón****Serie original****Primeras diferencias de logaritmos****Petróleo****Serie original****Primeras diferencias de logaritmos**

### Derechos de emisión (EUA)

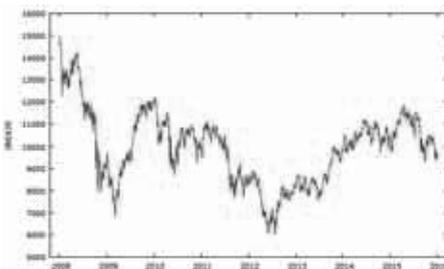


Serie original

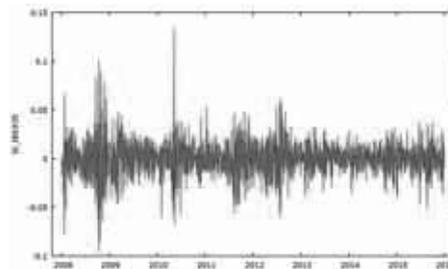


Primeras diferencias de logaritmos

### IBEX35



Serie original



Primeras diferencias de logaritmos

### Referencias

- ALBEROLA, E., CHEVALLIER, J., & CHEZE, B. (2008). Price drivers and structural breaks in European carbon prices 2005–2007. *Energy policy*, 36(2), pp. 787-797.
- CASADO, U., GONZÁLEZ, M.P. (2016). Determinantes del precio del derecho de emisión europeo (trabajo de fin de grado). Universidad del País Vasco, Bilbao.
- CNMC (2014). Informe sobre el desarrollo de la 25ª subasta CESUR previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio. Disponible en [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- FERNÁNDEZ-CUESTA PEÑAFIEL, N. (2012). Análisis de los mercados de energía eléctrica en EEUU, Brasil, Polonia y otros cinco países. Estudio de correlaciones con los principales ratios macroeconómicos. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- EEX (2014). The wholesale price of energy. Disponible en [www.eex.gov.au](http://www.eex.gov.au)

- EL ECONOMISTA (2016). El recibo de la luz baja un 16% y un consumidor medio ahorra 50 euros. 25 de mayo de 2016.
- FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA (2014). Energía 2014. Disponible en [www.foronuclear.org](http://www.foronuclear.org)
- FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA (2016). Energía 2016. Disponible en [www.foronuclear.org](http://www.foronuclear.org)
- FOSS, M.M. (2005). Global Natural Gas Issues and Challenges: A commentary, en *The Energy Journal*, 26(2), pp. 111-128.
- HARTLEY, P.R., MEDLOCK, K.B., ROSTHAL, J.E. (2008). The relationship of natural gas to oil prices, *The Energy Journal*, 29 (3), pp. 47-66.
- HINTERMANN, B. (2010). Allowance price drivers in the first phase of the EU ETS. *Journal of Environmental Economics and Management*, 59(1), pp. 43-56.
- INPROVA ENERGY (2014). UK Wholesale energy prices: the basic drivers. Disponible en [www.inprovaenergy.com](http://www.inprovaenergy.com)
- KARCSONYI, J., PÉREZ, Y. (2012). Un análisis de los precios de la electricidad. Implicaciones del desarrollo de las energías renovables, en Álvarez Pelegrí, E. Hacia una economía baja en carbono: experiencias internacionales.
- KEPPLER, J. H., Y MANSANET-BATALLER, M. (2010). Causalities between CO<sub>2</sub>, electricity, and other energy variables during phase I and phase II of the EU ETS. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3329-3341.
- MADALENO, M., MOUTINHO, V., MOTA, J. (2015) Time relationships among electricity and fossil fuel prices: industry and households in Europe. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 5 (2), pp. 525-533.
- MANSANET-BATALLER, M., PARDO, A., Y VALOR, E. (2007). CO<sub>2</sub> Prices, Energy and Weather. *The Energy Journal*, 28 (3), pp. 73-92.
- MIYAUCHI, H., MISAWA, T. (2014). Regression analysis of electric power market Price of JEPX. *Journal of Power and Energy Engineering*, 2(4), pp. 483-488.
- OMEL (2008). Mercado de electricidad 2008. Disponible en [www.omel.es](http://www.omel.es)
- OMIE (2015). Informe de precios 2015. Disponible en [www.omie.es](http://www.omie.es)
- OMIE (2016a). Precio horario del mercado diario. Disponible en <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- OMIE (2016b). Curvas agregadas de oferta y demanda. Disponible en <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- REE (2009). El sistema eléctrico español 2008. Disponible en [www.ree.es](http://www.ree.es)
- REE (2016). Balances de energía eléctrica 2016. Disponible en [www.ree.es](http://www.ree.es)

RICKELS, W., GÖRLICH, D., Y OBERST, G. (2010). Explaining European Emission Allowance Price Dynamics: Evidence from Phase II. *Kiel working paper*, no. 1650.

RICKELS, W., GÖRLICH, D., Y PETERSON, S. (2015). Explaining European Emission Allowance Price Dynamics: Evidence from Phase II. *German Economic Review*, 16(2), 181-202.

VILLAR, J. A., Y JOUTZ, F. L. (2006). The relationship between crude oil and natural gas prices. *Energy Information Administration, Office of Oil and Gas*, 1-43.