

UN ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL SOBRE SU ESTRUCTURA Y COMPETENCIA

GARCÍA-ÁLVAREZ, María Teresa*

MORENO CUARTAS, Blanca

RESUMEN

En los últimos años, estamos asistiendo a un proceso de liberalización en la industria eléctrica con la finalidad de introducir competencia en dicho sector. Sin embargo una apertura del mercado no implica necesariamente una competencia efectiva y precios competitivos. Las especiales características de esta industria en España hacen que sea más fácil el ejercicio del poder de mercado, por lo que no se producen las esperadas consecuencias sobre los precios. En este contexto, el objetivo del presente trabajo es analizar los efectos de la liberalización de la industria eléctrica española sobre la competencia y el precio de la electricidad a partir de un modelo de maximización de entropía.

Palabras clave: industria eléctrica, liberalización, competencia, medida de entropía, optimización.

Clasificación JEL: C13, C61, L11, L94.

In recent years, we are witnessing a process of liberalization in the electricity industry in order to introduce competition into the sector. However market opening does not necessarily imply effective competition and competitive pricing. The special characteristics of this industry in Spain make it easier to exercise market power, so that there are no expected impacts on prices. In this context, the objective of this paper is to analyze the effects of liberalization of the Spanish electricity industry competition and the price of electricity from an entropy maximization model.

1. Introducción

El sector eléctrico español se ha caracterizado, tradicionalmente, por estar formado por empresas verticalmente integradas que desarrollaban todas las actividades relacionadas con el suministro eléctrico. Asimismo, la Administración era la encargada de planificar el sector, tanto en lo relacionado con la instalación de nueva capacidad de generación como en la construcción de nuevas infraestructuras de red.

Sin embargo, en las últimas décadas, se ha desarrollado un proceso de liberalización, al igual que en otros países, con el objetivo incrementar la competencia. Este proceso incentiva la consecución de eficiencia económica y traslada las mejoras conseguidas a los consumidores -frente a las posibles mejoras de eficiencia obtenidas en un marco regulado que recaen en su mayor parte sobre las propias empresas-.

* María Teresa García-Álvarez, Departamento de Análisis Económico y ADE, Universidad de A Coruña (Spain), mtgarcia@udc.es Blanca Moreno Cuartas, Departamento Economía Aplicada, Universidad de Oviedo (Spain), morenob@uniovi.es

Acknowledgement/Agradecimiento: Este trabajo se enmarca dentro de un estudio más amplio desarrollado en el proyecto de investigación de I+D+i “Análisis de los efectos del desarrollo de las energías renovables en la Unión Europea sobre el empleo”, concedido por la Xunta de Galicia, con código 10SEC100020PR.

En el caso español, la liberalización de la industria eléctrica se desarrolla mediante la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que conlleva un tratamiento regulatorio diferenciado entre las actividades que dan lugar realmente a un monopolio natural (transporte y distribución) y aquellas actividades en las que es posible introducir la competencia (generación y comercialización). Posteriormente, se establecen distintos Reales Decretos que regulan el funcionamiento del nuevo sistema eléctrico, tales como el R.D. 2019/1997, R.D. 1435/2003, R.D. 3/2006 y R.D. 302/2011. El desarrollo de la Ley 17/2007 supone una modificación de la Ley 54/1997 con la finalidad de facilitar su adaptación a lo dispuesto en la normativa europea (Directivas 2003/54/CE, 2005/89/CE y 2009/72/CE).

Este nuevo marco regulatorio conlleva el desarrollo de la competencia en las actividades de generación y comercialización. En este contexto, un elemento clave ha sido la creación del mercado mayorista de generación de electricidad, cuyo funcionamiento se basa en un mecanismo de subastas competitivas, con el objetivo de incrementar la competencia entre los generadores. Por otra parte, se estableció un calendario de liberalización que permitía, a los consumidores cualificados, la contratación del suministro eléctrico a las empresas de comercialización.

Entre los objetivos que se esperan con un mercado más competitivo es el reducir los precios de la electricidad a los consumidores. Sin embargo los beneficios de ampliar la competencia sobre los precios de los hogares sigue siendo objeto de debate, pues una apertura del mercado no implica necesariamente una competencia efectiva y precios competitivos. Lograr precios competitivos depende del número de los jugadores, las características de la oferta y la naturaleza de la demanda de los consumidores.

En concreto, en España, a pesar de tales cambios legales y regulatorios, parece no existir una competencia efectiva. Así, los antiguos monopolios integrados continúan controlando la demanda y la oferta de generación de energía eléctrica y la entrada de nuevos oferentes en las actividades de generación y comercialización se ha visto dificultada por trabas e incertidumbres regulatorias.

Este artículo analiza los efectos que ha conllevado la liberalización de la industria eléctrica española sobre la competencia y, por extensión, sobre los precios de la electricidad en España. Con este último objetivo, se desarrolla un modelo para estimar la importancia sobre el precio de la electricidad de variables asociadas tanto a la estructura del mercado eléctrico como de otras variables económicas. Entre éstas, la promoción de la generación de electricidad mediante energías renovables, la dependencia energética en España o la composición de la electricidad por diferentes fuentes. La información cuantitativa sobre la liberalización del mercado eléctrico español es relativamente escasa, limitando los grados de libertad en la estimación por mínimos cuadrado ordinarios. Teniendo en cuenta que la teoría de la información estadística proporciona un marco de análisis muy adecuado para el tratamiento de problemas en diversos ámbitos económicos como la desigualdad de la renta, la concentración industrial o la combinación de predicciones (Pérez, Caso y Gil, 1986, Moreno y López, 2011; entre otros), en este artículo estudiamos las posibilidades de las medidas de incertidumbre para estimación del modelo del precio de electricidad en un contexto de insuficiencia de información. Más concretamente, empleamos el principio de Maximización de Entropía para la medida de incertidumbre de Shannon (1948).

Con este propósito el trabajo se estructura de la siguiente manera: en la sección 2 se estudia las principales características de la liberalización de la industria eléctrica, analizando el caso de España; en la sección 3 se estudia uno de los elementos claves de la industria eléctrica española- el mercado mayorista de electricidad donde se muestran sus principales características y problemas; en la sección 4 se desarrolla un modelo para estimar la importancia que sobre el precio de la electricidad de los hogares tienen variables asociadas la liberalización del mercado eléctrico y otras variables económicas. En esta sección se expone la metodología empleada con una breve descripción de las medidas de entropía que proporciona la teoría de la información (y de su maximización) y se lleva a cabo la aplicación empírica para los años 2002-2011.

El trabajo concluye con las principales conclusiones del trabajo y las posibles líneas de investigación futuras.

2. La liberalización de la industria eléctrica: características y referencia al caso español

Desde principios de los años ochenta se produce a nivel mundial un importante proceso de reestructuración de los servicios públicos y, entre ellos, el suministro de electricidad, que ha incidido no sólo en el marco jurídico de la regulación sino también en la estructura del sector y sobre las mismas instituciones de la regulación. Así, se busca introducir cambios en el sector que permitan incentivar la reducción de costes mediante la eliminación de las distorsiones que conllevan la regulación y la falta de competencia en el mercado.

No obstante, los procesos de liberalización presentan una mayor complejidad en las industrias de red puesto que las mismas se caracterizan por presentar un grado de maduración elevado que dificulta la entrada de nuevos competidores, situación que se ve además amplificada cuando el propietario de la red opera en las distintas actividades de la industria, puesto que el mismo puede dificultar la entrada de nuevos competidores en las actividades liberalizadas mediante actuaciones no competitivas en la red (tales como fijar precios excesivos de acceso a la misma). Por tanto, en estos sectores no se habla de “desregulación” sino más bien de una “re-regulación” que no supone la eliminación de los controles y normas establecidos por la Administración sino más bien una adaptación de los mismos a la nueva organización del sector (López, 1999).

En este contexto, se enmarca la liberalización de la industria eléctrica española, desarrollada en la Ley 54/1997 y la Ley 17/2007 así como en una serie de Reales Decretos que regulan su funcionamiento (R.D. 2019/1997, R.D. 1435/2003, R.D. 3/2006, R.D. 302/2011). El objetivo que persigue es conseguir una mejora de eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas, manteniendo la calidad del suministro y considerando en todo momento la protección del medio ambiente. Así, busca adaptarse a los contenidos de las directivas europeas, con la finalidad de promover la creación de un mercado europeo común de electricidad (Directivas 96/92/CE, 2003/54/CE, 2005/89/CE y 2009/72/CE).

En este nuevo marco regulatorio, se establecen las siguientes características: separación entre las actividades de suministro, introducción de cambios organizativos

en las actividades competitivas así como reguladas, la creación de un regulador independiente y el establecimiento de compromisos regulatorios (ver Tabla 1).

Tabla 1
Características de la liberalización del sector eléctrico español

DISEÑO FINAL DEL SISTEMA	<i>DISEÑO DEL PERIODO TRANSITORIO</i>
<u>1. SEPARACIÓN DE PROPIEDAD</u> • VERTICAL $\Rightarrow$ Separación jurídica. • HORIZONTAL $\Rightarrow$ No influye.	
<u>2. ORGANIZACIÓN ACTIVIDADES COMPETITIVAS</u> • GENERACIÓN $\Rightarrow$ Creación mercado mayorista de generación. $\Rightarrow$ Desarrollo de contratos bilaterales. • COMERCIALIZACIÓN $\Rightarrow$ Independiente de la distribución.	<u>5. INTRODUCCIÓN DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA</u>
<u>3. CARACTERÍSTICAS ACTIVIDADES REGULADAS</u> Introducción de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución (R.D. 1164/2001).	
<u>4. CREACIÓN DE UN ORGANISMO REGULADOR INDEPENDIENTE</u> <i>CNSE (actualmente CNE)</i>	

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, describimos brevemente tales características:

1. *Separación de propiedad: vertical y horizontal.* Desde el punto de vista vertical, el marco regulatorio exige una separación jurídica de las actividades de suministro eléctrico. No obstante, no existe un consenso acerca de si es suficiente una separación jurídica y contable o si, más bien, es necesaria una separación de propiedad debido a la imposibilidad de competencia entre redes.

Desde el punto de vista horizontal, el marco regulatorio inicial no recogía nada referente a este aspecto, a pesar del proceso de reestructuración acaecido en la industria eléctrica española a mediados de los años noventa, que hace que la misma se organice en torno a cuatro grupos empresariales (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Hidrocarbónica). No obstante, se establecen posteriormente distintas regulaciones, tales como las Órdenes ITC/2129/2006 y ITC/1400/2007 con la finalidad de disminuir el grado de concentración del mercado de generación sin modificar la estructura de propiedad de las empresas generadoras.

2. *Organización de las actividades potencialmente competitivas del sector*, esto es, generación y comercialización. En cuanto a las *características del mercado de generación (producción)* es necesario indicar que en España, al igual que en otros países, la liberalización del sector conlleva la creación de un mercado mayorista de electricidad que cuyo funcionamiento se basa en un mecanismo de subastas competitivo de primer orden. Además, se establece la posibilidad de realizar contratos bilaterales de carácter físico entre los agentes que intervienen en el mercado.

Por su parte, una de las principales características de la *actividad de comercialización* viene dada por su desarrollo de forma independiente de la distribución. La introducción de la competencia en esta actividad se ha realizado de manera gradual para permitir a las empresas desarrollar los cambios técnicos y organizativos necesarios.

3. *Establecimiento de las características de los monopolios naturales*. Las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica vienen establecidas por regulación con la finalidad de evitar que las empresas que realizan actividades reguladas puedan impedir la competencia efectiva en las áreas liberalizadas.

4. *Creación de un organismo regulador sectorial independiente*. La institución encargada de velar por el seguimiento y buen funcionamiento del sistema es la Comisión Nacional de Energía que se sitúa como el único regulador para los mercados energéticos debido a su similar problemática, en especial, de la electricidad y el gas.

5. *Desarrollo de compromisos regulatorios*. Finalmente, con el objetivo de facilitar el periodo transitorio a la inclusión total de competencia, la Ley 54/1997 desarrolla los denominados costes de transición a la competencia que finalizaron en el año 2006 - mediante el Real Decreto-Ley 7/2006-. Este concepto es introducido debido a que el desarrollo de la competencia, en el sector eléctrico, puede suponer que los ingresos asociados a ciertas inversiones de las empresas, que anteriormente estaban asegurados en un entorno regulado, no lo estén en el nuevo contexto.

El elemento clave en el desarrollo normativo ha sido la creación de un marco apropiado para el desarrollo de la competencia en la actividad de generación y la comercialización.

3. El mercado de electricidad español: estructura y competencia

Tal y como hemos visto en la anterior sección, el elemento central en la industria eléctrica liberalizada en España es el mercado de producción de energía eléctrica. El mismo entra en funcionamiento el 1 de enero de 1998 y está integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía.

El mercado central en España es el diario, dónde se realizan cerca del 90% de las transacciones del mercado mayorista (OMEL, 2010), y participan las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y los consumidores cualificados. En este mercado, donde la participación es obligatoria, se llevan a cabo las transacciones de compra y de venta de energía eléctrica para cada una de las veinticuatro horas del día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de tales agentes del mercado.

En cada periodo, el organismo encargado de la gestión económica del sistema construye una curva de oferta y de demanda con las pujas recibidas, y determina el precio que vacía el mercado junto con las unidades que producen y consumen.

Si bien con la apertura del mercado a la generación y distribución aumenta en número participantes en las transacciones de compra-venta de electricidad, la apertura del mercado eléctrico no implica necesariamente una competencia efectiva y precios competitivos: la efectiva liberalización y funcionamiento adecuado del mercado mayorista de electricidad¹ se ve condicionado, en buena medida, por las características del sector.

En este sentido, la estructura integrada vertical y horizontalmente del sector, las barreras de entrada en la producción o la relativa inelasticidad de la oferta y la demanda, entre otras, ocasiona el ejercicio de poder de mercado y por tanto que el mercado no funcione verdaderamente en competencia.

En concreto, las principales limitaciones a la competencia efectiva en el sector eléctrico español vienen dadas por:

1. La estructura integrada horizontalmente. La liberalización del sector eléctrico en España se desarrolló en un momento de máxima concentración (cuando Endesa absorbió a empresas como Viesgo o GESA y tomó el control de Sevillana de Electricidad y de FECSA o cuando se creó Iberdrola como resultado de la fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica). No obstante, tal y como comentamos anteriormente, se ha desarrollado nuevas regulaciones (tales como el R.D. 1634/2006 y las Órdenes ITC/2129/2006 y ITC/400/2007) con la finalidad de modificar la estructura competitiva del mercado de generación para eliminar las posibles situaciones de ejercicio de poder de mercado.

Las medidas establecidas buscan disminuir el grado de concentración del mercado de generación sin modificar la estructura de propiedad de las empresas generadoras e incentivar el desarrollo de la contratación a plazo.

Así, la Orden ITC/2129/2006 establece que las distribuidoras deben de adquirir parte de la electricidad que necesitan para el mercado de suministro a tarifa en el mercado de futuros gestionado por el operador portugués del mercado ibérico de electricidad. El R.D. 1634/2006 obliga a los operadores considerados como dominantes -Endesa e Iberdrola- a ceder parte de su capacidad instalada mediante subastas de capacidad virtual o emisiones de energía primaria.

Por otra parte, la Orden ITC/400/2007 busca el desarrollo de un mercado a plazo estableciendo la obligación a los distribuidores de comprar una gran parte de la energía que necesitan para el mercado regulado mediante la firma de contratos bilaterales adjudicados mediante subastas. Esto ha supuesto que la cota de mercado de la principal empresa generadora de electricidad se ha ido reduciendo desde el 51,8% en el año 1999 al 24% en el año 2010, tal y como aparece recogido en la Tabla 2.

Tabla 2. Cota de mercado de la principal empresa española generadora de electricidad

¹ A pesar de la creación del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), en julio del año 2006, el mismo establece un mecanismo de separación de mercados (español y portugués) en el horizonte diario. No obstante, en el mercado a plazo, se establece una serie de obligaciones a los distribuidores españoles y portugueses. Así, los mismos deben de adquirir unas cantidades predeterminadas de energía en dicho mercado a plazo, correspondiente al 10% de la energía comercializada.

(como porcentaje del total de generación)

Año	Cota de mercado (%)
1999	51,8
2000	42,4
2001	43,8
2002	41,2
2003	39,1
2004	36
2005	35
2006	31
2007	31
2008	22,2
2009	32,9
2010	24

Fuente: Eurostat

2. *La estructura integrada verticalmente.* Las empresas eléctricas instaladas en España, con el anterior régimen regulatorio, se caracterizaban por estar integradas verticalmente, esto es, operaban en toda la cadena de valor del mercado (generación, distribución y comercialización). En la medida en que empresas de estas características estén presentes en el nuevo marco regulatorio, se podría ver afectada la política de fijación de precios (puesto que actuarán en el mercado como oferentes y demandantes). Así, si la empresa es oferente neta (esto es, que genera menos energía de la que compra como suministrador en el mercado) tenderá a aumentar los precios por encima del coste. Por el contrario, si la empresa es demandante neta, el incentivo será a que el precio esté por debajo del coste marginal.

Ambas características de la integración han supuesto el desarrollo de problemas, en la actividad de generación, derivados de la inconsistencia entre una regulación teóricamente pensada para que hubiera una estructura empresarial que permitiera la competencia y la realidad de una estructura empresarial que no la permite de ipso (Fernández, 2002).

3. *La inelasticidad de la oferta y demanda.* La presencia de una oferta relativamente inelástica (debido a que la electricidad no es almacenable -excepto en las presas hidráulicas- y que existen restricciones de capacidad de oferta en el corto plazo -la introducción de nueva capacidad puede suponer un periodo mínimo de tres años-) y de una demanda prácticamente inelástica en el corto plazo (la mayoría de los consumidores han decidido permanecer a tarifa y los distribuidores, principales compradores del mercado mayorista, realizan sus ofertas de compra a precios elevados para asegurar el abastecimiento a sus clientes) favorecen el ejercicio del poder de mercado.

4. *Las distorsiones regulatorias:* éstas estuvieron presentes en el sistema eléctrico español hasta la implantación del Real Decreto-Ley 7/2006. En este apartado, se enmarcan los CTCs que hacen referencia a la compensación por los costes en que incurrieron las empresas generadoras por pasar de un sistema regulado a un sistema en

competencia (este mecanismo se aplicó a las instalaciones de producción que, antes del 31 de diciembre de 1997, estaban incluidas en el ámbito de aplicación del R.D. 1538/1987). No obstante, tal mecanismo pudo distorsionar el funcionamiento del mercado puesto que la regulación establecía que si el precio del mercado se situaba por encima de un determinado nivel (0,036 Euros por kWh), los generadores no recibirían pagos por tal concepto

5. *Las barreras de entrada de nuevos competidores*: las empresas ya establecidas en el sector

disponen de emplazamientos de alto valor estratégico que les permite tener una mejor ubicación en cuanto al acceso a las redes de transporte y a los puntos de aprovisionamiento. Esta ventaja puede desincentivar la entrada de nuevas empresas que tienen disponibles peores emplazamientos. Además, el “riesgo regulatorio” derivado de las frecuentes modificaciones en la regulación del mercado mayorista durante los años de funcionamiento del mismo desincentiva a la entrada de nuevas empresas.

Estas características específicas en el mercado de electricidad en España han puesto de manifiesto la presencia de importantes limitaciones en el nuevo sistema eléctrico liberalizado. De hecho, *“la liberalización del sector eléctrico español no ha conseguido todavía su principal objetivo, esto es, que el mercado funcione verdaderamente en competencia”* (Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, 2005).

4. análisis de los efectos de las reformas del mercado sobre el precio de electricidad

El marco regulatorio que se ha ido desarrollando en España desde 1997 conlleva a la apertura del mercado en las actividades de generación y comercialización (aumentando en número de empresas en ambas actividades-como se puede ver en la Tabla 3) donde uno de los elementos claves ha sido la creación del mercado mayorista de electricidad cuyo funcionamiento se basa en un mecanismo de subastas.

Tabla 3

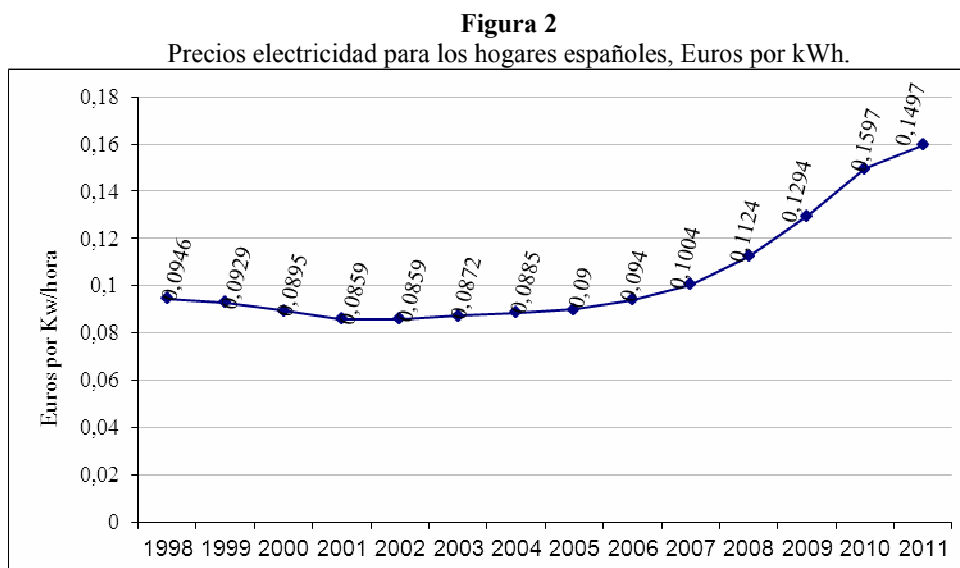
Número de empresas en España dedicadas a las actividades de generación, transmisión y distribución y comercialización de la electricidad.

Año	Generación	Distribución y comercialización
2002	1.358	96
2003	1.715	99
2004	1.887	122
2005	2.042	107
2006	4.728	194
2007	7.426	209
2008	11.386	392

Fuente: Eurostat

Es de esperar, que al abrir el mercado a la competencia, aumente la eficiencia económica y se traslade las mejoras conseguidas a los consumidores mediante una reducción del precio de la electricidad. Sin embargo, las características del mercado

eléctrico en España y en particular del mercado mayorista (descritas en la sección anterior) limitan la competencia efectiva al permitir el ejercicio del poder de mercado y por tanto la competencia en precios no se traduce en una reducción del mismo, tal y como se muestra en la Figura 2.



Fuente: Eurostat

No obstante, si bien las características propias del mercado de electricidad en España puede explicar en parte su precio, es necesario tener en cuenta otros factores para explicar el mismo como el origen de la electricidad (nuclear, renovables, gas, petróleo y carbón) o la dependencia energética.

Este tipo de tecnologías basadas en renovables (que es España representa en 2009 un 26% aproximadamente de la producción total de electricidad) requiere de un sistema de apoyo público para asegurar su desarrollo. Estos sistemas de apoyo colocan una importante y creciente carga financiera sobre el consumidor final (Sáenz *et al.*, 2008) ya que son pagadas finalmente por los consumidores en sus facturas de electricidad (precio minorista).

Pero además, no solo hay que tener en cuenta la propia estructura del mercado interno de electricidad o su composición sino que el alto nivel de dependencia energética en España (un 80% en los último años) implica que el control sobre la energía (y por extensión la electricidad) no esté únicamente en el mercado de nuestro propio país sino que dependa de otros países.

Como consecuencia de las anteriores consideraciones, existen muchos factores que pueden influir sobre los precios de la electricidad en España. En esta sección se analiza el impacto de diversas variables económicas relacionadas con el origen de la electricidad y la competencia en el mercado sobre los precios de la electricidad durante el período 2002-2011.

En concreto se desea estimar el modelo $y = X\alpha + u$ donde y es un vector de $T \times 1$ observaciones sobre el precio de la electricidad (T es el número de años para los que

hay información), X una matriz $T \times k$ de observaciones de las k variables explicativas Incluida la constante), α es el vector de parámetros a estimar $\alpha: (\alpha_1, \dots, \alpha_k)'$ y u un vector de errores aleatorios $T \times 1$.

Como variable dependiente (y) consideramos los precios de la electricidad para los hogares en España (consumo anual entre 2500 y 5000 kWh) en céntimos de euro por kWh (sin impuestos).

Como variables independientes consideramos, además de la constante:

- Tres variables relacionadas con la competencia en el mercado de la electricidad. En concreto y puesto que el marco regulatorio conlleva la introducción de la competencia en las actividades de generación y comercialización, se tiene en cuenta no solo el número de empresas dedicadas a ambas actividades sino también la cota de mercado de las dedicadas a la generación:
 - Número de empresas dedicadas a la generación de electricidad (Eurostat)
 - Cota de mercado de la principal empresa generadora de electricidad (% sobre el total de generación, Eurostat)
 - Número de empresas dedicadas a la distribución y el comercio de electricidad (Eurostat)
- Cinco variables relacionadas con el origen de la electricidad (según fuentes de energía):
 - Electricidad generada a partir de fuentes renovables (% de la generación bruta de electricidad)
 - Electricidad generada a partir nucleares (% la generación total bruta de electricidad)
 - Electricidad generada a partir de gas natural (% la generación total bruta de electricidad)
 - Electricidad generada a partir del petróleo (% de generación total bruta de electricidad)
 - Electricidad generada a partir de carbón (% la generación total bruta de electricidad).
- Una variable relacionada con la actividad económica general- PIB per cápita (millones de euros constantes de 2000)- pues la misma puede influir en los precios de la electricidad, ya que al reducirse la actividad disminuye la demanda general de electricidad reduciéndose su precio. La relación entre PIB y precio de electricidad ha sido muy estudiada en la literatura (Jaunky, 2007; Holtedahl y Joutz, 2004, entre otros).
- Una variable relativa a la dependencia energética (como porcentaje que supone la energía primaria importada sobre el total de energía primaria consumida, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio).

El cálculo eficiente de las ponderaciones de la regresión $y = X\alpha + u$ exige disponer de suficiente información de manera que $T > k$, aumentando la garantía de la estimación con el volumen de información disponible.

Sin embargo en nuestro análisis empírico la información referente al la liberalización del mercado de electricidad es muy escasa (limitada por la información existente en Eurostat: 2002-2011), por lo que la estimación a partir de los tradicionales métodos de regresión no es posible. Hay más parámetros ($k=11$) que estimar que información muestral ($T=10$, $t=2002, \dots, 2011$) por lo que el problema está indeterminado ($k>T$). Una solución sería limitar el número de variables explicativas a un número más reducido si bien se desaprovecha la información suministrada por el resto de variables.

Sin embargo, cuando la limitación de información hace imposible la estimación del modelo a partir de MCO, el procedimiento de estimación basado en la maximización de entropía nos permite obtener alguna estimación del vector de parámetros α sin asumir ninguna distribución probabilística y utilizando únicamente la información disponible. El procedimiento de estimación basado en la maximización de entropía consiste en desarrollar un procedimiento de inversión no lineal (Golan *et al.*, 1996) que requiere la aplicación de las herramientas proporcionadas por la Teoría de la Información (Shannon, 1948; Jaynes, 1957a, 1957b).

4.1. Modelo de Máxima Entropía

El método de máxima entropía consiste en desarrollar un procedimiento de inversión no lineal, que es una generalización de las reglas de estimación más tradicionales, y que requiere la aplicación de las herramientas que proporciona la teoría de la información estadística en un contexto en el que la información observada está disponible en forma de medias o agregados donde, como resultado, se debe usar una distribución de probabilidad P , para representar la información parcial sobre las observaciones individuales. Entonces, la regresión $y = X\alpha + u$ podría reformularse definiendo un problema de inversión general (Golan *et al.*, 1996) como: $y = X\alpha + u = XP + u$ donde $P: (p_1, \dots, p_k)'$ es un vector de dimensión- k relativa a la distribución de probabilidad.

El principal objetivo es estimar la distribución de probabilidad desconocida e inobservable $P: (p_1, \dots, p_k)'$ que representan el proceso generador de datos con la limitada información disponible y las mínimas hipótesis sobre la distribución de probabilidad de manera que: $\hat{P} = \hat{\alpha}$. Entonces dentro de los posibles conjuntos de probabilidades que cumplen $\sum_{i=1}^k p_i = 1$ con $p_i \geq 0$, debemos de escoger o asignar un único vector, objetivo que sin embargo no resulta alcanzable con escasa información disponible.

Para resolver este problema Jaynes (1957) propone el empleo de las medidas de entropía para escoger una única distribución de probabilidad P .

Las medidas de entropía cuantifican la cantidad de incertidumbre asociada a un experimento aleatorio. En concreto, dada una variable aleatoria X con valores x_i y distribución de probabilidad $P = (p_1, \dots, p_n)$ tal que $p_i \geq 0$ ($i=1, \dots, n$) y $\sum_{i=1}^n p_i = 1$, la

medida de entropía de Shannon (1948) se define como:

$$H_S(X) = H_S(p_1, \dots, p_n) = -\sum_{i=1}^n p_i \log p_i$$

La entropía de una variable aleatoria discreta X alcanza su valor máximo cuando todos estos valores presentan la misma probabilidad (y entonces P es una distribución uniforme). Ello justifica de algún modo el “principio de razón insuficiente” de Laplace, para el caso de no disponer de ninguna información sobre los resultados. Sin embargo, en ocasiones el desconocimiento sobre la distribución de probabilidad de la variable X no es absoluto sino que se dispone de alguna información parcial sobre la distribución, basada en supuestos sobre determinados valores, momentos o características de la distribución que pueden ser formulados como restricciones de igualdad. En ese caso es posible ajustar una distribución P mediante la aplicación del principio de entropía máxima teniendo en cuenta toda, y solamente la información disponible sobre la distribución.

Así, si sobre la variable aleatoria X se conocen ciertos valores a_r ($r=1, \dots, m$) asociados con ciertas funciones $g_r(X)$ de los valores de la variable, aunque no su distribución, el problema consiste en determinar ésta mediante una distribución no negativa que, cumpliendo las condiciones conocidas ($p_i \geq 0$ para $i=1, \dots, n$ y $\sum_{i=1}^n p_i = 1$), haga máxima la entropía.

Siguiendo con nuestro problema, $y = X\alpha + u = XP + u$, si no hay evidencia sobre una distribución a priori de P , la distribución inicial sería la uniforme, (de acuerdo con el principio de “principio de razón insuficiente” de Laplace). Sin embargo con el principio de maximización entropía es posible emplear la información disponible para estimar P que refleja la incertidumbre sobre las variables explicativas. El problema consiste en estimar una distribución P maximizando el valor de la entropía $H(P)$ sujeto a la información disponible y requisitos de normalización y aditividad de P .

Puesto que u es un error aleatorio es necesario generalizar el problema considerando también su distribución de probabilidad. Además, es habitual incorporar restricciones sobre el término de error como simetría y esperanza nula. Entonces, el problema es de nuevo definido como $y = X\alpha + u$, siendo u un vector de errores, donde cada u_t ($t=1, \dots, T$) se supone que tiene características de variable aleatoria con $2 \leq J \leq \infty$ posibles resultados. sí, se asume que cada u_t está acotado por un intervalo (v_{tl}, v_{tu}) , tal que $\Pr(v_{tl} < u_t < v_{tu})$ pueda hacerse tan pequeño como se quiera. Por ejemplo para $J=2$, el error puede describirse como: $u_t = w_t v_{tl} + (1 - w_t) v_{tu}$ donde cada $w_t \in [0, 1]$ es un vector de ponderaciones del error. Los $J \geq 2$ pueden emplearse para asumir ciertas características de simetría y apuntamiento que se deseen y así, si asumimos que el error es simétrico y centrado en 0, entonces $-v_{tl} = v_{tu}$ para cada t .

Los T errores desconocidos pueden expresarse en forma matricial como:

$$u = VW = \begin{bmatrix} V_1' & & & \\ & V_2' & & \\ & & \ddots & \\ & & & V_T' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} W_1 \\ W_2 \\ \vdots \\ W_T \end{bmatrix}$$

donde V es una matriz $(T \times TJ)$ y W es un vector de pesos de dimensión TJ , que se restringen a que sumen la unidad y sean positivos. Entonces la ecuación de restricción será: $y = X\alpha + u = XP + VW$ y el problema de maximización vendrá dado por:

Maximizar $H(P, W) = H(P) + H(W) = -P' \ln(P) - W' \ln(W)$

$$\text{Sujeto a: } \left. \begin{array}{l} y = XP + VW \\ P' \ell = 1 \\ W'(I_T \otimes \ell_T) = 1 \end{array} \right\}$$

donde ℓ es un vector $(k \times 1)$ de unos, ℓ_T es un vector $(T \times 1)$ de unos y $\otimes$ es el producto de Kroneker.

La resolución del problema de optimización nos permitirá conocer $\hat{P}$ y $\hat{W}$, y por extensión la estimación del vector de coeficientes α , puesto que $\hat{P} = \hat{\alpha}$.

4.2. Modelo Estimado para el precio de la electricidad en España.

Como ya vimos, la estimación del modelo del precio de la electricidad $y = X\alpha + u$ no es posible a partir de MCO. Es necesario reformular el modelo definiendo un problema de inversión general como $y = X\alpha + u = XP + VW$ y aplicar el procedimiento de estimación basado en la maximización de entropía anterior. El problema consiste en ajustar los pesos a priori P y W (que asociamos con la distribución uniforme) en otros a posteriori mediante la aplicación del principio de entropía máxima teniendo en cuenta la limitada información disponible.

Sin embargo, con el propósito de especificar el programa de maximización, primero es necesario establecer a priori los posibles valores que pueden asumir el error aleatorio u en el modelo, y que se pueden emplear para asumir ciertas características de su distribución. Dado que esta decisión es arbitraria, hemos asignado un mismo vector para los errores anuales con una estructura que garantice su simetría en torno a cero: $V = (-v, -v/2, 0, v/2, v)$ para $v > 0$. La decisión sobre la amplitud del vector V , es también arbitraria. Golan *et al.* (1997) proponen utilizar tres veces la desviación muestral de la variable dependiente ($S_y \approx 8,8$) como una estimación para v . Sin embargo, a medida de v aumenta, la distribución estimada para P converge a la distribución uniforme (todos los $\hat{p}_i = 1/k$, por lo que se pierde información suministrada por la heterogeneidad de pesos). Como consecuencia, realizamos diferentes programas de optimización según diferentes valores asignados para v según el número de desviaciones típicas (h) de variable dependiente (como cota máxima para v asignamos tres veces la desviación muestral de la variable dependiente y , $v \approx 26,4$ y como cota mínima dos veces la desviación muestral $v \approx 17,6$).

Para evaluar nuestros modelos, medimos la reducción de la incertidumbre inicial (asociada con la distribución a priori para P uniforme) a partir del Índice

de Información R (Soofi, 1994). El indicador se define como $R=1-S(\hat{P})$, siendo $S(\hat{P})$ la entropía normalizada definida como $S(\hat{P})=H(\hat{P})/\ln(k)$ donde $H(\hat{P})=-\sum_{i=1}^k \hat{p}_i \ln \hat{p}_i$ es el valor estimado para la medida de entropía y $\ln(k)$ es el máximo valor que puede alcanzar la medida de entropía (cuando P es la uniforme). $S(\hat{P}) \in [0,1]$ y si $S(\hat{P})=0$ implica que no hay incertidumbre, es decir que $\hat{p}_i=1$ para una variable explicativa y que es cero para el resto. Alternativamente si $S(\hat{P})=1$ implica máxima incertidumbre como resultado de que todas las variables tienen el mismo peso estimado ($\hat{p}_i=1/k$). Por tanto $R \in [0,1]$ y $R=0$ significa que no hay reducción en la incertidumbre inicial (no hay valor en la información muestral) mientras que $R=1$ implica máxima reducción en la incertidumbre inicial. Bajo el enfoque de máxima entropía con el Índice de Información R medimos que lejos están las estimaciones del estado de máxima ignorancia (distribución uniforme). Cuanto más próximo esté R a la unidad mejor es el modelo estimado. Para la resolución de los programas de maximización empleamos el lenguaje de programación GAMS (General Algebraic Modeling System), que permite la resolución de diversos problemas de optimización. A partir del programa de optimización obtenemos $\hat{P}$ y $\hat{W}$. El vector de parámetros del modelo asociados a cada variable explicativa se estima a partir de las soluciones obtenidas en la maximización: $\hat{P} = \hat{\alpha}$. En la Tabla 4 se muestran el vector de coeficientes estimados ($\hat{\alpha}$) para los diferentes modelos según el valor de v así como los Índices de Información estimados (R) correspondientes.

Tabla 4

Modelo estimado con máxima entropía para el precio de electricidad en los hogares

h=	2	2,25	2,5	2,75	3
v=	17,6	19,8	22	24,2	26,4
Variables	$\hat{\alpha}$	$\hat{\alpha}$	$\hat{\alpha}$	$\hat{\alpha}$	$\hat{\alpha}$
Constante	0,012	0,016	0,02	0,025	0,03
Nº de empresas dedicada a la generación	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Nº de empresas dedicada a la distribución y comercio	0,12	0,126	0,131	0,145	0,158
Cota de Mercado del mayor generador	0,098	0,106	0,112	0,118	0,121
Dependencia energética	0,59	0,535	0,481	0,423	0,367
PIB per cápita	0,017	0,022	0,027	0,033	0,038
Electricidad generada RES	0,034	0,041	0,048	0,048	0,048
Electricidad generada nuclear	0,039	0,047	0,054	0,061	0,069
Electricidad generada gas	0,02	0,025	0,031	0,035	0,041
Electricidad generada petróleo	0,019	0,024	0,029	0,036	0,043
Electricidad generada carbón	0,048	0,056	0,063	0,072	0,081
$H(\hat{P}) =$	1,473	1,617	1,748	1,863	1,964
R =	0,39	0,33	0,27	0,22	0,18

Una de las conclusiones que se extraen con los resultados presentados es que a medida que α disminuye, tal y como se esperaba, la reducción en la incertidumbre inicial es mayor (desde 18% aumenta hasta llegar a alcanzar un 39%). En todos los modelos el mayor valor que puede alcanzar la medida de incertidumbre de Shannon es $\ln(11) = 2,4$, sin embargo con el empleo de la información disponible, aún siendo escasa, conseguimos reducir la incertidumbre y obtener una ponderación de pesos que se aleja de la distribución uniforme.

Bajo la especificación del modelo con máxima entropía $\hat{\alpha}$ tiene una interpretación de distribución de probabilidad, por lo que cada $\hat{\alpha}_i$ representa la importancia relativa de cada variable (i) para explicar el precio de la electricidad. Una de las limitaciones de este planteamiento es que no nos indica en qué y en qué cuantía se produce el efecto de cada variable i sobre el precio, si bien permite en una situación de limitada información extraer alguna conclusión sobre el modelo.

Así, si interpretamos los coeficientes estimados para cada variable, destaca en todos los casos la variable relativa a la dependencia energética. La dependencia energética en España se sitúa alrededor de un 80% en los últimos años, lo que nos convierte en el séptimo país de la Unión Europea con mayor dependencia energética. Como consecuencia, para explicar el precio de la electricidad no solo importan las características internas de nuestro mercado sino también las externas.

En lo que se refiere a las variables las relativas a la liberalización del mercado de la electricidad, el número de empresas dedicadas a la distribución y el comercio electricidad es la más influye en los precios de electricidad que pagan los hogares españoles. En cuanto a la competencia en la actividad de generación, no es importante tanto el número de empresas como la cota de mercado. Las nuevas empresas generadoras suelen entrar en el mercado con un único tipo de tecnología con lo que serán muy sensibles a los movimientos que realicen las empresas ya establecidas en el sector en los precios. Así, estas últimas disponen de un parque de generación diversificado que les permitirá aprovechar las características de cada tecnología para desarrollar múltiples estrategias de precios. En este sentido, el hecho de disponer de un portafolio diversificado de capacidad les permite un mayor margen de actuación y adaptación en el nuevo entorno (Rodríguez, 2002).

Finalmente, las tecnologías de generación de electricidad a partir del carbón (térmicas convencionales) tiene su influencia sobre los precios tal y como se ve reflejado en el peso que los modelos asignan a su correspondiente variable. Los elevados costes de producción de la electricidad a partir de ellas y el coste derivado de las emisiones² de CO₂ se reflejan en el precio final pagado por los consumidores.

5. Conclusiones y líneas abiertas

En los últimos años, estamos asistiendo a un proceso de liberalización en la industria eléctrica, a nivel mundial, con la finalidad de introducir la competencia en

² En Europa el SECE (Sistema Europeo de Comercio de Emisiones), se constituyó mediante la publicación de la Directiva 2003/87/CE sobre comercio de emisiones de CO₂, que fijó para el 1 de enero de 2005 el comienzo de actividades del mercado. En España, Real Decreto Ley 5/2004, que regula el comercio de emisiones de gases de efecto invernadero se aprobó en aplicación de la Directiva SECE. Entre las actividades sometidas al decreto están las referentes al sector energético, caracterizado por ser una de las industrias más contaminantes (Díaz-Vázquez y Cancelo, 2009; 2008).

dicho sector. Así, el objetivo que se persigue es la creación de mercados competitivos que suministren señales adecuadas de producción e inversión para las empresas eléctricas. Uno de los objetivos que se persiguen con un mercado eléctrico más competitivo es el de reducir los precios que los consumidores pagan por la electricidad.

El marco regulatorio desarrollado en España desde la Ley 54/1997 conlleva la introducción de la competencia en las actividades de generación y comercialización, donde uno de los elementos claves es la creación del mercado mayorista de electricidad. No obstante, la apertura del mercado eléctrico no implica necesariamente una competencia efectiva y precios competitivos, pues la efectiva liberalización y funcionamiento adecuado del mercado de producción de electricidad se ve condicionado, en buena medida, por las características del sector. En este sentido, la estructura integrada vertical y horizontalmente del sector, las barreras de entrada en la producción o la relativa inelasticidad de la oferta y la demanda, entre otras, ocasiona el ejercicio de poder de mercado y por tanto que el mercado no funcione verdaderamente en competencia, por lo que no se producen las esperadas consecuencias sobre los precios.

En este contexto, en este trabajo se desarrolla un modelo basado en la maximización de entropías para estimar como las reformas en el mercado de electricidad y otras variables relativas al sector pueden explicar el precio de electricidad en España, a partir de los datos suministrados por Eurostat 2002-2011.

Puesto que la información disponible es muy escasa, la propuesta se convierte en una alternativa para tratar de aprovechar la información disponible.

Los análisis aplicados permiten señalar, interpretando las variables cuyas ponderaciones son las más elevadas, la gran importancia de la dependencia energética para explicar los precios que los hogares españoles pagan por la electricidad. La alta dependencia energética indica que son tan importantes las características del mercado interior como las del exterior.

Por lo que se refiere a las variables relacionadas con la liberalización del mercado eléctrico, la apertura a la competencia en la actividad de distribución de electricidad es la variable más relevante. En la actividad de generación, si bien no es importante el número de empresas que se dedican a la actividad, sí lo es la cota de mercado. Las nuevas empresas generadoras suelen entrar en el mercado con un único tipo de tecnología con lo que serán muy sensibles a los movimientos que realicen las empresas ya establecidas en el sector en los precios.

Puesto que en los coeficientes estimados no indican nada sobre la dirección en las que las variables afectan al precio de la electricidad, una ampliación del modelo propuesto sería llevar a cabo una reparametrización del vector de pesos P , similar al efectuado en W . Este enfoque supone establecer los posibles valores sobre los que puede estar los coeficientes α . Además, puesto que el número de medidas de entropía es muy numeroso, ampliar este trabajo considerando otras medidas puede ser una línea de investigación futura.

Referencias bibliográficas

Díaz-Vazquez, M.R., Cancelo, M.T. (2008). “Desarrollo sostenible y medio ambiente: descomposición de las tasas de crecimiento de las emisiones de CO₂ y azufre 1973-1999 en Asia y América Latina”, *Regional And Sectoral Economic Studies*, 8 (2), Pp. 111-130.

- García Álvarez, M.T., Moreno Cuartas, B. *Efectos de la reforma del sector eléctrico español*
- Díaz-Vázquez, R.M., Cancelo, M.T. (2009). “Emisiones de CO₂ y azufre y crecimiento económico: ¿una curva de Kuznets ambiental?” En *Regional And Sectoral Economic Studies*, 9 (2), Pp. 97-116.
- Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de Junio de 2003, Sobre Normas Comunes Para El Mercado Interior de Electricidad y por la que se deroga La Directiva 96/92/Ce.
- Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, De 13 De Octubre De 2003, Por La Que Se Establece Un Régimen Para El Comercio De Derechos De Emisión De Gases De Efecto Invernadero En La Comunidad
- Directiva 2005/89/Ce, Del Parlamento Europeo Y Del Consejo De 18 De Enero De 2006, Sobre Las Medidas De Salvaguarda De La Seguridad Del Abastecimiento De Electricidad Y La Inversión En Infraestructura.
- Directiva 2009/72/Ce, De 13 De Julio De 2009, Sobre Normas Comunes Para El Mercado Interior De La Electricidad Y Por La Que Se Deroga La Directivo 2003/54/Ce.
- Fernández, M.A. (2002). “Los Tres Problemas Del Sector Eléctrico” En *Colegio De Economistas De Madrid*, 91, Pp. 126-131.
- Golan, A.; Judge, G. Y Miller, D. (1996). *Maximum Entropy Econometrics: Robust Estimation With Limited Data*. London: Jonh Wiley & Sons.
- Golan, G. Judge, E. And Perloff, D. (1997). “Estimation And Inference With Censored And Ordered Multinomial Response Data” En *Journal Of Econometrics*, 79, Pp. 23-51.
- Granger, C.W.J. Y Ramanathan, C. (1984). “Improved Methods Of Combining Forecasts” En *Journal Of Forecasting*, 3(2) Pp. 197-204.
- Holtedah, P. Y Joutz, F.L. (2004). “Residential Electricity Demand In Taiwan” En *Energy Economics*, 26, Pp. 201-224.
- Jaunky, V.C. (2007). “Income Elasticities Of Electric Power Consumption: Evidence From African Countries 1971-2002” *Regional And Sectorial Economic Studies*, 7(2), Pp. 26-50.
- Jaynes, E.T. (1957a). “Information Theory And Statistical Mechanics” En *Physics Review*, 106(4), Pp. 620-630.
- Jaynes, E.T. (1957b). “Information Theory And Statistical Mechanics Ii” En *Physics Review*, 110(2), Pp. 171-190.
- Ley 17/2007, De 4 de Julio, por la que se modifica la Ley 6 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/ce, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de Junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.
- Ley 54/1997, De 27 de Noviembre, del sector eléctrico.
- López, J. (1999). *La Liberalización Del Sector Eléctrico Español. Una Reflexión A La Luz De La Experiencia De Inglaterra Y Gales*. Tesis Doctoral, Universidad De Alicante.
- Moreno, B; López; A.J: (2011). “Combining Economic Forecasts By Using A Maximum Entropy Econometric Approach” En *Journal Of Forecasting*, Article First Published Online : 9 Oct 2011, Doi: 10.1002/For.1257, In Press.
- Omel (Operador Del Mercado De Electricidad) (2010). *Informe Mensual. Evolución Del Mercado De Energía Eléctrica*. Madrid: Omel.
- Orden Itc/2129/2006, de 30 de Junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2007.
- Orden Itc/400/2007, de 26 de Febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

- Pérez, J.I. (1997). "La Reestructuración De Sector Eléctrico", En *Anales De Mecánica Y Electricidad*, 74, Pp. 8-15.
- Pérez, J.I. (2005). *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Pérez, R.; Caso, C.Y Gil M.A. (1986): "Unbiased Estimation Of Income Inequality". *Statistische Hefte*, 27, Pp. 227-237.
- Pulkelsheim,F.(1994). "The Three Sigma Rule" En *The American Statistician*, 48(2), Pp.88-91
- Real Decreto 1238/1987, de 11 de Diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.
- Real Decreto 1634/2006, De 29 De Diciembre, Por El Que Se Establece La Tarifa Eléctrica A Partir De 1 De Enero De 2007. Disposición Adicional Vigésima.
- Real Decreto 2017/1997, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 302/2011, de 4 de Marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico.
- Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de Febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.
- Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de Junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Rivero, P. (1997). "La Empresa Eléctrica En El Nuevo Marco Regulador" En *Economía Industrial*, Iv (316), Pp. 189-198.
- Rodríguez, C. (2002). "Evolución Histórica Reciente Y Situación Actual Del Sector Eléctrico Español" En *Cuadernos De Economía*, 25 (70), Pp. 429-439.
- Sáenz, G.; Del Río, P. Y Vizcaíno, I. (2009). "Analysing The Impact Of Renewable Electricity Support Schemes On Power Prices: The Case Of Wind Electricity In Spain" En *Energy Policy*, 33, Pp. 3345-3359.
- Shannon, C.E. (1948): "A Mathematical Theory Of Communication" En *Bell System Technology Journal*, 27(3), Pp. 379-423.
- Soofi, E. S. (1994). "Capturing The Intangible Concept Of Information" En *Journal Of The American Statistical Association*, 89, Pp. 1243-1254.
- Vives, X. (2006). "El Reto De La Competencia En El Sector Eléctrico" En *Iese Ocasional Paper*, 06/13, Pp. 1-16.