



## **TESIS DOCTORAL**

Programa de Doctorado en Ciencias Económicas, Empresariales y Sociales.

Universidad de Sevilla

**Cambios contextuales en el sector eléctrico.  
Perspectivas del Consumidor, del Regulador y de  
la Sociedad.**

**Contextual changes in the electricity market.  
Consumer, Regulator and Society Perspectives.**

**Angel Arcos Vargas**

Directores:

**Dr. José Manuel Cansino Muñoz-Repiso**

Dpto. Análisis Económico y Economía Política. Universidad de Sevilla.

**Dr. Fernando Núñez Hernández.**

Dpto. Organización Industrial y Gestión de Empresas I. Universidad de Sevilla.

**Dra. Rocío Román Collado.**

Dpto. Análisis Económico y Economía Política. Universidad de Sevilla.

**Junio, 2019**



---

# *Contenido*

---

	<b>Página.</b>
<b>Resumen.</b>	6
<b>Abstract.</b>	8
<b>Agradecimientos.</b>	10
<b>Capítulo 1: Introducción.</b>	<b>12</b>
1.1 Antecedentes y entorno.	12
1.2. Cambios contextuales identificados.	14
1.3. Perspectivas económicas.	34
1.3.1. La perspectiva del consumidor.	34
1.3.2. La perspectiva del regulador.	37
1.3.3. La perspectiva de la sociedad.	39
1.4. Objetivos	
<b>Capítulo 2. Análisis económico y medioambiental de los sistemas fotovoltaicos residenciales.</b>	<b>42</b>
2.1. Introducción.	42
2.2. Método	48
2.2.1. Tamaño óptimo de la instalación y rentabilidad.	49
2.2.2. Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas.	53
2.3. Caso de estudio.	54
2.3.1. Datos.	54
2.3.2. Tamaño óptimo. Análisis de rentabilidad.	60
2.3.3. Periodo de recuperación de la energía. Energy payback time (EPBT).	63
2.3.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> .	65
2.4.- Análisis de los resultados.	67
2.4.1 Análisis de las emisiones de CO <sub>2</sub> de las instalaciones fotovoltaicas	67

2.4.2. Contribución al Acuerdo de París.	69
2.5. Conclusiones y recomendaciones de política energética.	72
2.6. Anexo.	75
<b>Capítulo 3. Calidad de servicio, retribución de la distribución y marco regulatorio. Algunas evidencias de los sistemas europeos.</b>	<b>78</b>
3.1. Introducción.	78
3.2. Antecedentes de investigaciones anteriores sobre modelos reguladores y calidad del suministro eléctrico.	80
3.3. Datos e información utilizada.	82
3.4. Modelos y resultados.	88
3.5. Conclusiones y recomendaciones de política energética.	100
<b>Capítulo 4. Efectos de la penetración fotovoltaica en el bienestar económico: aplicación al mercado ibérico.</b>	<b>102</b>
4.1. Introducción.	102
4.2. Revisión de la literatura.	106
4.3. Materiales y método.	109
4.4. Análisis empírico del mercado ibérico.	114
4.4.1. Equilibrio y excedentes en la situación inicial.	114
4.4.2. Equilibrio y excedentes considerando en explotación las instalaciones fotovoltaicas autorizadas en 2017.	119
4.4.3. Emisiones de CO <sub>2</sub> .	125
4.5. Conclusiones y recomendaciones de política energética.	126
<b>Capítulo 5. Conclusiones y posibles investigaciones derivadas.</b>	<b>129</b>
<b>Referencias.</b>	<b>137</b>
<b>Anexo 1.</b> Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> . <b>155</b>	
<b>Anexo 2.</b> Quality, remuneration and regulatory framework: some evidence on the European electricity distribution. <i>Journal of Regulatory Economics</i> . <b>168</b>	
<b>Anexo 3.</b> The impact of photovoltaic energy on economic welfare: An application to the Iberian electricity market. <i>En revisión</i> . <b>190</b>	

*“The secret is comprised in three words*

— *Work, finish, publish”.*

Respuesta de Faraday al joven William Crookes, que le había preguntado el secreto de su éxito como investigador científico.

Gladstone, J.H. (1874) Michael Faraday. London: Macmillan and Co. p. 123

---

# *Resumen*

---

Los recientes cambios en el sector eléctrico están obligando a los agentes a replantearse cuestiones que se consideraban obvias hasta ahora. Por otra parte, estos cambios están modificando las reglas del juego permitiendo, en muchos casos, la entrada de nuevos agentes en el sector.

La presente memoria de tesis, que responde al modelo de *Tesis con indicios de calidad*, presenta en primer lugar una descripción de los principales cambios de contexto que están apareciendo en el sector y que deben ser tenidos en cuenta para redefinir el posicionamiento de cada agente o, al menos, para rediseñar sus modelos de negocio.

Al estar presentes en la industria eléctrica casi todas las estructuras del mercado con parte de los negocios involucrados presentando características de monopolio natural, tiene sentido analizar el impacto de estos cambios en el consumidor, en el regulador y en la sociedad en su conjunto.

Para ilustrar el efecto sobre el consumidor se ha incluido el artículo de Arcos *et. al.* (2018) titulado “*Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement*”, en el que se presenta una metodología de diseño óptimo para la instalación de generación fotovoltaica distribuida en usuarios residenciales. Este análisis, así como la viabilidad de estos dispositivos, ha sido posible gracias a:

1. La reducción de los costes de inversión y de los tamaños eficientes de este tipo de instalaciones que se han alcanzado gracias a los progresos tecnológicos experimentados en los últimos años,

2. La disponibilidad de información de la demanda horaria procedente de los contadores inteligentes, y
3. La conciencia medioambiental de los usuarios, así como su interés en contribuir a los compromisos adoptados en los foros internacionales.

El efecto sobre el regulador se analiza partiendo del artículo de Arcos et. al. (2017) titulado “*Quality, remuneration and regulatory framework: some evidence on the European electricity distribution*”, en el que se analiza el impacto de la retribución de la distribución eléctrica sobre la calidad de servicio, así como la eficiencia de los distintos modelos reguladores.

En tercer lugar, se introduce el impacto de estos cambios sobre la sociedad, evaluando la variación del bienestar económico que se obtendrá como consecuencia de la incorporación de nuevas instalaciones fotovoltaicas al mercado mayorista de generación eléctrica. Para ello se incluye el borrador de artículo de Arcos et al. (2019) titulado *The impact of photovoltaic energy on economic welfare: an application to the iberian electricity market*". También se analiza la distribución de este excedente entre los agentes del mercado, formulando propuestas de asignación que direccionen el sistema a un óptimo e Pareto.

Esta memoria termina con un conjunto de conclusiones, y la descripción de posibles líneas de investigación derivadas de este trabajo.

---

# *Abstract*

---

*Changes in the electricity industry are forcing agents to rethink issues that were considered obvious. At the same time, they are allowing new players into the sector.*

*This thesis report, which responds to the Thesis by compilation of articles scheme, first presents a description of the main context changes that are arising in the industry, and which must be considered to define the positioning of each agent or, at least, to redesign their business models.*

*Since it is an industry where practically all market structures are present, and part of the businesses involved have natural monopoly characteristics, it makes sense to analyze the impact of these changes on the consumer, on the Regulator and on society as a whole.*

*To illustrate the effect on the consumer, the article "Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement" has been included, in which an analysis model for the installation of distributed photovoltaic generation for residential users is described. This analysis, as well as the viability of these devices, has been possible thanks to:*

- 1. The reduction of investment costs and efficient sizes of this type of facilities, because of the technological changes achieved in recent years,*
- 2. The availability of hourly demand information from smart meters,*



3. *The environmental conscience of the users, and their interest in collaborating with the commitments adopted in international forums.*

*The effect on the Regulator is analyzed in the article "Quality, remuneration and regulatory framework: some evidence on the European electricity distribution", which analyses the impact of electricity distribution tariffs on the quality of service, as well as the efficiency of the different regulatory models.*

*It also assesses the variation in economic welfare that will result from the incorporation of new photovoltaic facilities into the wholesale electricity generation market, including the draft article "The Impact of Photovoltaic Energy on Economic Welfare: An Application to the Iberian Electricity Market". The distribution of this surplus among market agents is also analyzed, formulating some optimization proposals.*

*This report closes with a set of conclusions and a description of possible research derived from this work.*

---

# *Agradecimientos*

---

Nunca es tarea fácil el redactar los agradecimientos al final de un trabajo, pero resulta especialmente complicado tras más de treinta años de ejercicio profesional y veintiséis de profesor universitario, durante los que muchas personas han contribuido a su finalización.

Como es clásico, el primer recuerdo debe ser para los directores de la tesis, los Doctores Cansino, Núñez y Román que, con sus ideas, aportaciones y ánimos, han hecho posible que este proyecto haya llegado a buen puerto.

No puedo en este momento dejar de agradecer al Dr. Álvarez de Toledo, que me inició hace casi treinta y cinco años en el mundo de la Economía, invitándome, años más tarde, a impartir esa asignatura.

No puedo terminar los agradecimientos sin tener un recuerdo para mi familia, que para mí ha supuesto el apoyo que siempre está, ha estado y estoy seguro que estará presente a lo largo de toda la vida. Si hace 17 años, cuando escribía unos agradecimientos parecidos a estos, solo aparecían las dos Marías Eugénias y Mari Cruz, en esta ocasión debo incluir también a Ángel, que se incorporó posteriormente a la familia, ya que, sin duda, es el responsable de muchas de las decisiones más importantes que he tomado en los últimos años que, entre otras, han hecho posible la finalización de este trabajo.



---

# *Capítulo 1:*

## *Introducción.*

---

### **1.1. Antecedentes y entorno del sector eléctrico en España.**

El sector eléctrico es sin duda uno de los sectores que mayor influencia tiene en el bienestar y en la prosperidad económica de un país. Representa el 2.6% del Valor Añadido Bruto (VAB) del Reino de España, aporta más del 7% de la Formación Bruta de Capital Fijo (FBCF), invierte más de 600 Millones de euros anuales en I+D y presenta un empleo directo de cerca de 60,000 personas, creando cinco empleos indirectos por cada empleo directo debido al alto grado de externalización con el que opera (Usabiaga, 2019 y Canales, 2017). Estas características explican que dicho sector sea objeto de ejemplo y de caso de estudio en la práctica totalidad de las asignaturas del Grado de Economía de las universidades españolas.

Una variación en el precio de la electricidad puede tener consecuencias relevantes en los sectores productivos, en el crecimiento económico, la inflación y el desempleo, y hasta incluso en la balanza de pagos. Esta variación en los precios puede deberse a factores tales como el precio de las fuentes primarias (carbón, petróleo, gas, ...), la aparición de nuevos procedimientos de almacenamiento o generación, cambios medioambientales, variaciones de la oferta (años hidráulicos secos o húmedos) o de la demanda (aumento de la temperatura, de la actividad económica o de la mayor electrificación de algunos sectores) y, más frecuentemente, la existencia de cambios regulativos e institucionales.

Por su carácter estratégico, al proporcionar un insumo básico para el funcionamiento del resto de los sectores, el sector eléctrico se ha visto sometido a numerosas regulaciones desde su inicio, muchas de ellas contradictorias y difíciles de justificar desde de una perspectiva microeconómica. El ánimo de los reguladores ha sido siempre aumentar el bienestar de social, corrigiendo los fallos de mercado que se presentan. En este sentido, el preámbulo de la Ley 24/2013 reconoce que *“el suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general (SIEG), pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia”* (Flores y Santos, 2015).

La Unión Europea, por su parte, tiende en sus Directivas a liberalizar, en la medida de lo posible, la prestación de estos SIEG, incorporando estructuras competitivas en aquellas partes del negocio en las que puede tener sentido, y regulando sólo aquellas actividades en las que resultaría muy complicado o ineficiente introducir competencia.

Durante muchos años, el sector eléctrico ha sido usado como ejemplo de monopolio natural bajo la premisa de que su eficiencia aumentaba con el tamaño al presentar fuertes economías de escala. Las fusiones de las empresas, la organización del mercado y el progreso tecnológico hicieron que esta premisa dejara de ser cierta (Arcos y Álvarez de Toledo, 2009). Para tratar de optimizar la regulación del sector, todos los modelos se conforman en cuatro negocios diferenciados: Generación, Transporte, Distribución y Comercialización de electricidad. Con esta nueva forma de entender el negocio se asume que el transporte y la distribución siguen teniendo carácter de monopolio natural, debiendo por tanto regularse, mientras que se abre a la competencia los negocios de generación y comercialización. La Unión Europea introduce esta forma de operar en la primera directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Directiva 1996/92/CE), que posteriormente se traspone en España con la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997).

Además de las modificaciones regulativas ya comentados, el sector eléctrico ha experimentado importantes cambios tanto en el contexto tecnológico, como en el económico y social, cambios que van a ser analizados con detalle en la siguiente sección. Estos cambios están haciendo que muchos de los principios y soluciones aplicados al sector, aceptados en ocasiones como axiomas, deban ser revisados.

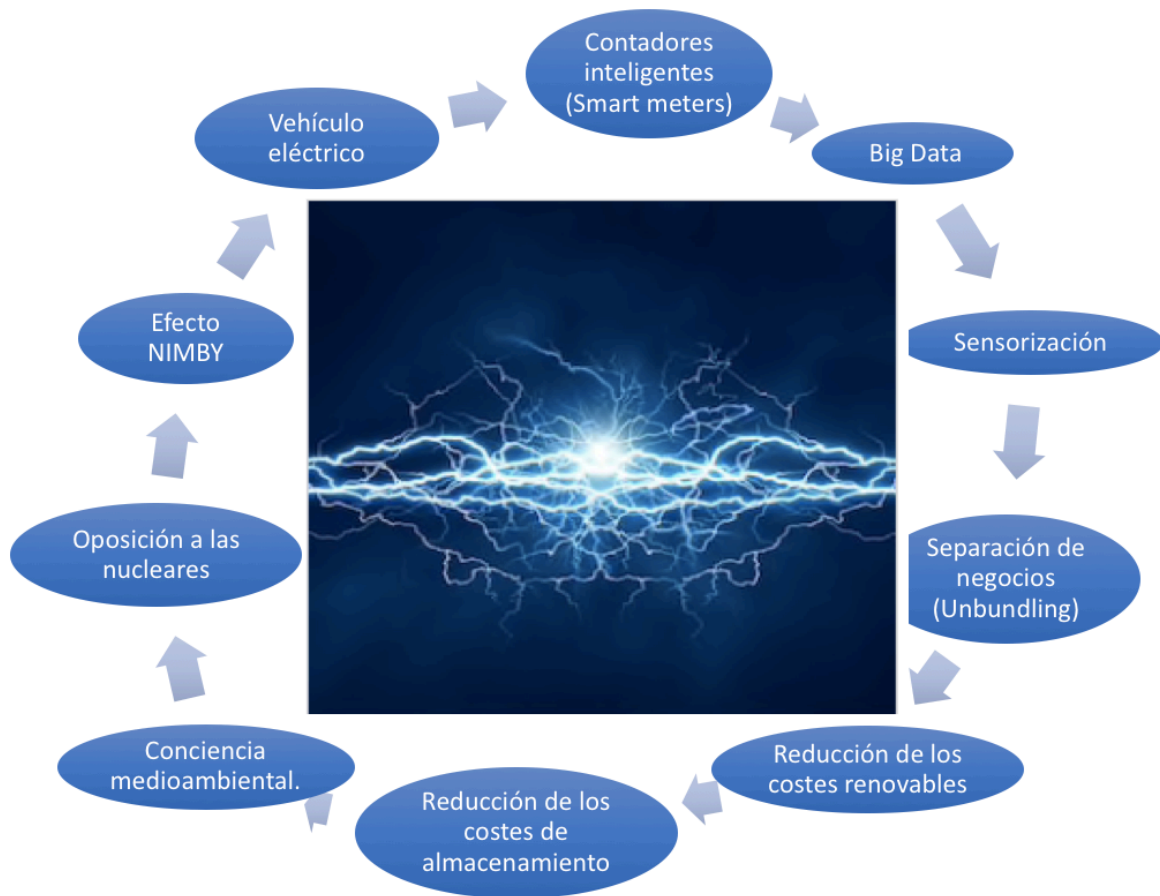
Aunque se podrían analizar muchas más perspectivas, este trabajo analiza los cambios en el sector desde tres puntos de vistas: desde la perspectiva del consumidor, del regulador y de la sociedad en su conjunto, partiendo siempre de hipótesis razonables y de la literatura existente.

El trabajo se estructura en cinco capítulos, comenzando con esta introducción, que se completa a continuación con una descripción de los cambios de contexto que hemos identificado en el sector, así como una enumeración de los principales objetivos perseguidos por este trabajo. Los capítulos 2, 3 y 4 desarrollan respectivamente las tres perspectivas mencionadas, esto es, la del consumidor, la del regulador y la de la sociedad en su conjunto. Las dos primeras perspectivas analizadas, han sido objeto de publicación en las revistas de investigación *Remedable and Sustainable Energy Reviews* (D1 en el JCR) y *Journal of Regulatory Economics* (Q2 en el JCR), respectivamente, mientras que el tercer tema, ha sido enviado recientemente a una prestigiosa revista del JCR. Para terminar, el capítulo 5 se dedica a desarrollar las conclusiones del trabajo, incluyendo posibles líneas de investigación derivadas que podrán contribuir al mejor entendimiento del sector.

## **1.2. Cambios contextuales identificados.**

En esta sección se identifican diez cambios importantes en el entorno del sector eléctrico que se han incorporado en los últimos años. La consideración de los mismos, hace que muchas las decisiones relacionadas con la regulación del sector o el consumo eléctrico, deban ser modificadas al haberse visto modificadas las condiciones del problema (**Figura 1.1**).

**Figura 1.1.** Cambios contextuales en el sector eléctrico.



Fuente: Elaboración propia.

Sin duda el cambio tecnológico más importante que ha experimentado el sector eléctrico es la introducción masiva de los **contadores inteligentes** (*smart meters*), los cuales permiten un conocimiento exacto del consumo y de una multitud de parámetros técnicos (intensidad, tensión, energía reactiva, calidad de servicio, ...etc.). En España se terminó su instalación para la totalidad de los usuarios domésticos el pasado 31 de diciembre de 2018. Su instalación responde a lo previsto en la Directiva 2006/32/CE (CEE, 2006) sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos. Aunque el término “telegestión” o “medida inteligente” no aparece de forma explícita, sin embargo, de acuerdo a la Directiva sí requiere que los clientes finales de electricidad dispongan de contadores individuales a un precio competitivo que reflejen exactamente el consumo de energía, suministrando información

sobre el tiempo real de uso. Esto siempre que sea técnicamente posible y financieramente razonable en relación con el ahorro potencial. De cualquier forma, no hay que olvidar que el objetivo final de la telegestión debe ser la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. La justificación de la Directiva se basa en la estimación de hasta un 9% de reducción de emisiones mediante el aplanamiento de la curva de carga y la reducción del fraude, facilitando, al mismo tiempo, la conexión del almacenamiento eléctrico y de generación renovable distribuida.

Los *smart meters*, además de su función primigenia de medidores de energía consumida, incorporan funciones como sensores, que permiten conocer las condiciones de entorno del punto de suministro y enviar esta información por la red eléctrica para que sea tratada por los centros de control. Este sistema tiene una doble función, por una parte, ofrece datos relevantes del suministro, como pueden ser la temperatura, la presencia de campos magnéticos, los niveles de contaminación, ...etc., pero por otra, permite disponer de una red de información/comunicación con un nivel de capilaridad hasta ahora no conocido que incluye, en España, a más de 30 millones de puntos de suministro (puntos de información) conectados simultáneamente y en tiempo real.

Volviendo a la información propia de la medida del consumo eléctrico, para la gran mayoría de los suministros se ha pasado de disponer seis registros anuales sobre la energía activa acumulada bimensual, a seis valores a la hora sobre la energía acumulada, el valor eficaz de la intensidad, el valor eficaz de la tensión y las potencias activa, reactiva y aparente. Aunque técnicamente los dispositivos tienen capacidad para capturar esta información cada minuto. De cualquier forma, la obligación actual en España es la de recoger información horaria, lo que produce anualmente 52,560<sup>1</sup> datos por suministro, representando un aumento en cuatro órdenes de magnitud de la información a procesar respecto al escenario previo a los smart meters.

Si extrapolamos la cantidad de datos anuales que proporciona cada cliente al mercado español se obtiene una cantidad cercana a los dos billones<sup>2</sup> de datos. Aunque existen numerosas definiciones de **Big Data** (véanse, por ejemplo, De Mauro *et al.*, 2012, 2016, Beyer y Laney.

---

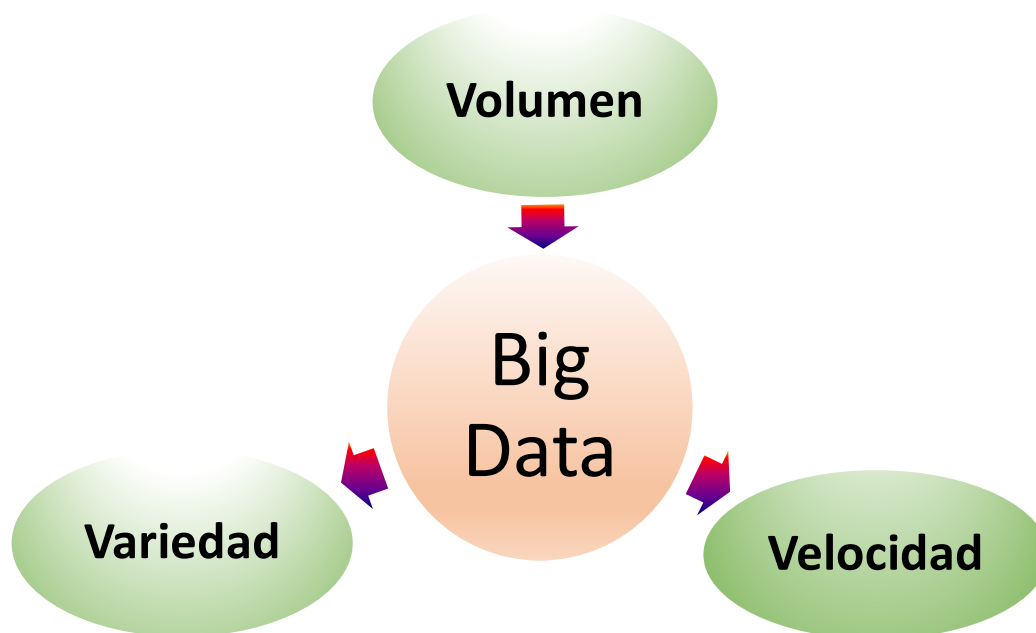
<sup>1</sup> 8760 x 6 = 52,560

<sup>2</sup> Se obtendría de multiplicar lo 52.560 registros presentados en la sección anterior, por los 30 millones de suministros españoles 1.576.800.000.000 datos, lo que se puede aproximar a  $2 \cdot 10^{12}$



2012) todas ellas coinciden en la existencia de tres factores: gran volumen de datos, alta velocidad de generación de los datos y gran variedad de datos (complejidad); factores que constituyen el modelo 3V de Gartner, representado en la **Figura 1.2**.

**Figura 1.2.** Modelo 3V de Gartner.



Elaboración propia a partir de Gartner (2012).

Las tres dimensiones se encuentran presentes en la información producida por los contadores inteligentes. Estos grandes volúmenes de datos necesitan de formas innovadoras y rentables de procesamiento de la información que permitan mejorar el conocimiento, la toma de decisiones y la automatización de procesos. Entre los procesos susceptibles de optimizar derivados de la explotación inteligente de estos datos, se pueden destacar:

1. Reducción del fraude.
2. Optimización de las pérdidas técnicas.
3. Gestión de activos. Mejora de la eficiencia en el mantenimiento.
4. Conocimiento de los hábitos del cliente y formulación de propuestas comerciales de valor.

5. Servicios de seguridad.
6. Aumento de la eficiencia energética.
7. Aumento de la capacidad de conexión de plantas renovables.

La mejora de todos estos procesos a partir de la información generada por los contadores inteligentes abre nuevas líneas de investigación que servirán para incrementar la eficiencia del sector.

Los contadores inteligentes, además de su función de medida y control, proporcionan una red de comunicaciones, tremendamente capilar y conectada (casi) a tiempo real a la red. La disponibilidad de dicha red está dando lugar a una tendencia mundial creciente de instalación de sensores (sensorización, en la **Figura 1.1**). Un sensor es un dispositivo diseñado para recibir información de una magnitud del exterior y transformarla de forma que sea posible su cuantificación y procesamiento. El despliegue masivo de estos sensores va a permitir que disminuya su coste unitario, posibilitando un negocio de 60 billones de USD (TSensors Summit, 2013) –la instalación de sensores está creciendo a tasas superiores al 50% anual en la actualidad–. De esta manera, se espera que para el año 2035 se encuentren instalados y emitiendo señales más de un billón de sensores; instalación masiva para la que se ha elaborado una hoja de ruta liderada por la iniciativa TSensors. La iniciativa TSensors (*For a trillion sensors roadmap*) se inició en 2013 en la Universidad de Standford con el objetivo de disponer de un billón (*trillion* en inglés) de sensores conectados a redes en todo el mundo en el año 2025, de manera que ayudaran a la toma eficiente de decisiones.

La producción masiva de sensores está provocando reducciones drásticas de su precio, pasando de los \$30,000 por sensor en 2005 hasta los \$0.03 que está previsto que cuesten en el año 2025 (**Tabla 1.1**). Esto ha permitido que, a nivel mundial, su número pase de un sensor por cada cien habitantes en el año 2005 a 350 sensores por habitante en el año 2025.

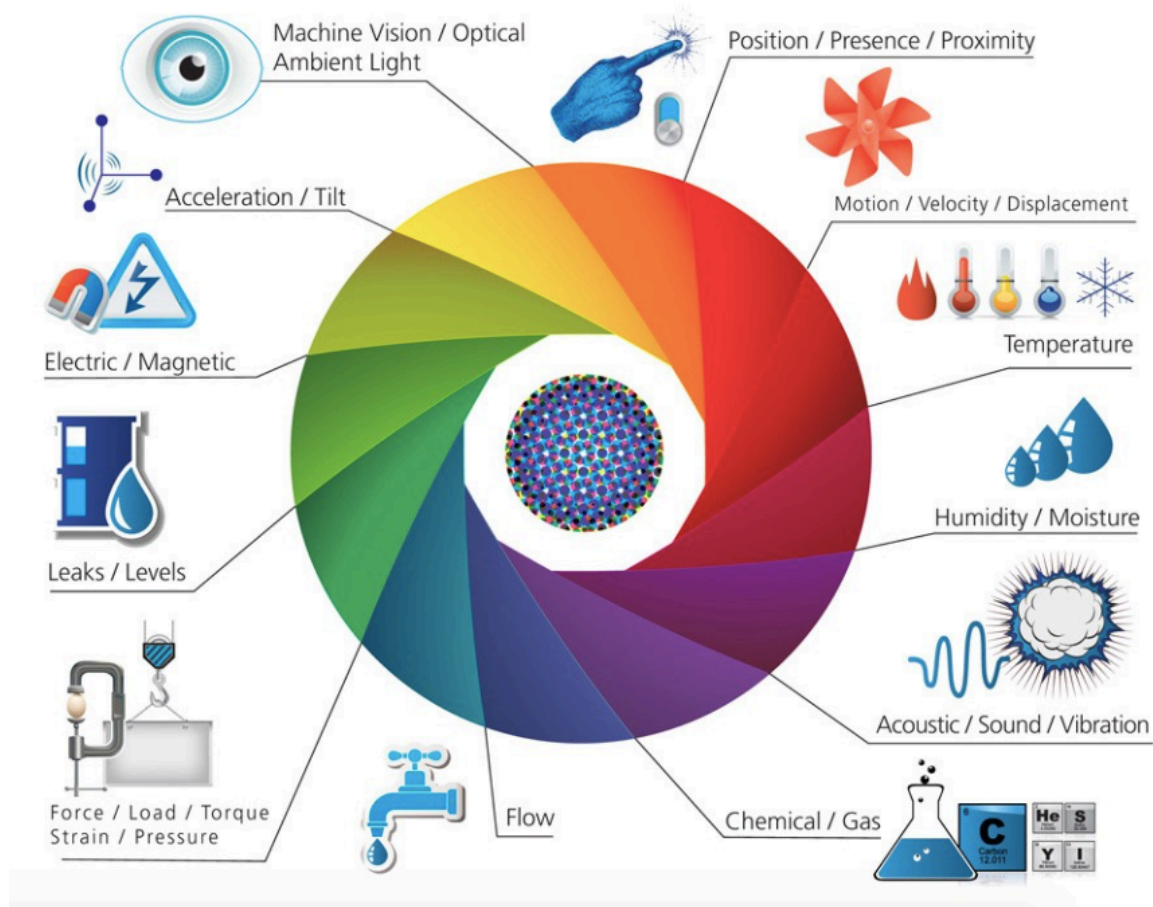
**Tabla 1.1.** Previsiones de costes, unidades vendidas y unidades por persona derivados de la implantación masiva de sensores 2005-2025.

<b>Año</b>	<b>Precio unitario (\$)</b>	<b>Unidades vendidas</b>	<b>Sensores/persona</b>
2005	30.0	46,666,667	0.01
2010	15.0	466,666,670	0.12
2015	1.8	8,333,333,333	2.08
2020	0.216	138,888,888,889	34.72
2025	0.026	1,388,888,888,889	347.22

Fuente: Elaboración propia a partir de TSensors Summit (2013)

Estos dispositivos nos pueden proporcionar información de distinta naturaleza. Parte de esta información puede provenir de la propia red de contadores inteligentes, mientras que el resto puede venir de dispositivos móviles, accesorios personales (*wereables*), de otros equipos de medida (equipos de suministro de agua, gas...) o de elementos instalados *ad hoc* (**Figura 1.3**). Independientemente del origen de la información, el sistema de comunicaciones asociado a la red eléctrica, resulta un vehículo ideal para su gestión y tratamiento, pudiendo proporcionar servicios a empresas (gestión de la cadena de suministro, mantenimiento de activos, etc.), a particulares (por ejemplo, en materia de seguridad, domótica, etc.), y a la propia Administración Pública (gestión de residuos, de correos, vigilancia, emisiones, tráfico, etcétera).

**Figura 1-3.** Campos de aplicación de los sensores.



Fuente: 2019 Internet of Things World event. Internet of Things World (2019).

El valor asociado a este nuevo modelo de negocio (la gestión de los datos y la red), puede ser tan importante o más que el tradicional.

Otro de los cambios contextuales presentados en la **Figura 1.1** es el que hace referencia a los efectos derivados de la **separación de negocios (*unbundling*)**. La estructura de mercado del sector eléctrico se ha visto modificada en varias ocasiones desde su aparición en los últimos años del siglo XIX. Inicialmente, con objeto de reducir el transporte de energía, las centrales de generación se ubicaban en torno a un río o a una mina de carbón y producían la energía necesaria para satisfacer las necesidades básicas de un área reducida. El desarrollo de las tecnologías de generación y distribución permitió que el alcance se extendiera de unos pocos

cientos de metros a cientos de kilómetros. Muchas de estas empresas nacieron de la iniciativa privada sin una adecuada capacitación técnica y financiera.

Los cambios tecnológicos<sup>3</sup> (McPherson, 2013), las necesidades de realizar importantes desembolsos financieros, la gestión con el regulador, la necesidad de un apoyo legal permanente y especializado y, por último, la existencia de economías de escala y de alcance, hicieron que la mayor parte de estas empresas no fueran competitivas desencadenando, en la segunda mitad del siglo XX, un proceso de fusiones y adquisiciones que dio lugar a un conjunto reducido de compañías verticalmente integradas (generación, transporte, distribución y comercialización), quedando en muchas ocasiones en propiedad pública o, al menos, sometidas a un estricto control de la Administración. En todos los casos, al coincidir con períodos de gran crecimiento económico, la existencia de un sector eléctrico robusto se consideró un factor estratégico para el desarrollo de la economía. Al requerir elevados costes fijos, en el caso de España, el sector fue estructurado por la propia Administración Pública a través de los llamados Planes Energéticos Nacionales (PEN), que perseguían conseguir mejoras operacionales, definir inversiones y tecnologías, así como lograr un posicionamiento estratégico, en el que destacaba como objetivo principal reducir la dependencia exterior.

La reducción de las economías de escala, los cambios en los escenarios de demanda aparecidos en los años de crisis (década de los 70), la respuesta social a la energía nuclear, y los cambios tecnológicos hicieron que el modelo integrado de planificación centralizada tuviera muchos detractores, ya que no se justificaba, al menos de una forma integrada, el concepto de monopolio natural para el sector (Arcos y Álvarez de Toledo, 2009). Dado que todo el proceso estaba dirigido por la Administración, los errores derivados del no cumplimiento de hipótesis o de planificación, eran soportados por los consumidores por la vía de las tarifas que les eran repercutidas.

Existe un extenso cuerpo de literatura que analiza las ventajas de la desregulación de los sistemas eléctricos, y que justifican los procesos de separación de negocios que se han implantado actualmente en la práctica totalidad de los países (Kahn, 1998).

---

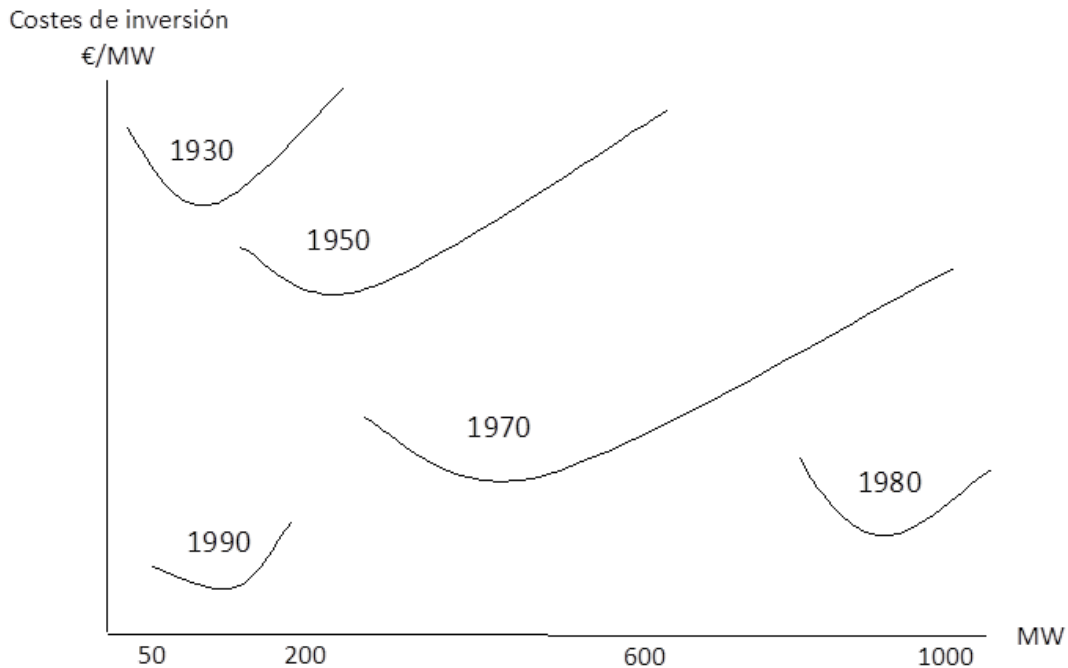
<sup>3</sup> Conocido como la guerra de las corrientes, entre la alterna y la continua, de Tesla y Edison, donde la corriente alterna y continua competían en las electrificaciones de la época.

Los motivos que justifican esta separación de actividades pueden clasificarse en tres tipos:

- Económicos: Derivados de aumento del tamaño de los mercados energéticos asociados a la globalización económica y al desarrollo de las interconexiones entre mercados.
- Tecnológicos: Disminución de la escala óptima de generación y de los costes de medida y control asociados al desarrollo de las tecnologías de la información.
- Políticos: proporciona una oportunidad de enajenación de activos públicos generando unos ingresos relevantes y evitando el tener que hacer frente a importantes inversiones. De esta manera la Administración se libera de posibles responsabilidades en el caso de errores en la planificación o de cambios en los escenarios.

A modo de ejemplo, y en lo que al impacto del progreso tecnológico de refiere, la **Figura 1.4** muestra la variación de la escala óptima y el mínimo coste medio de generación térmica entre los años 30 y 90 del siglo pasado. Se observa que, hasta los años 80, la escala óptima crece, disminuyendo los costes medios, sin embargo, los avances tecnológicos más recientes han hecho que las escalas eficientes se hayan reducido en los últimos años hasta niveles de principio del siglo XX, aunque con un coste medio diez veces inferior.

**Figura 1-4.** Evolución de la escala óptima y costes medios de generación térmica 1930-1990.



Fuente: Casten (1996).

Ya en el presente siglo, la directiva europea 2009/72/CE estableció la obligación de separar las actividades que presentan características de monopolio natural (transmisión y distribución) del resto de actividades (generación y suministro), en las que la introducción de la competencia induce a una mejor asignación de recursos, mejorando así el bienestar económico. Este hecho implicaba que las actividades reguladas (transmisión y distribución) deberían dar un tratamiento simétrico a todos los agentes del mercado. Para ello se formuló una regulación estricta a través de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013 que garantizaba una remuneración específica para el transporte y la distribución que le permitieran cubrir sus costes y obtener un beneficio razonable (principio de suficiencia).

El Reino Unido y los países nórdicos fueron los pioneros en el proceso de liberalización del sector eléctrico en Europa. Sustituyeron la organización centralizada del despacho de centrales de generación por una organización de la producción basada en las ofertas económicas de venta de electricidad que presentaban los generadores, apareciendo así un

mercado competitivo. En el caso del Reino Unido se aprovechó el cambio de modelo para dividir a las empresas eléctricas liberalizadas y aumentar así su nivel de competencia.

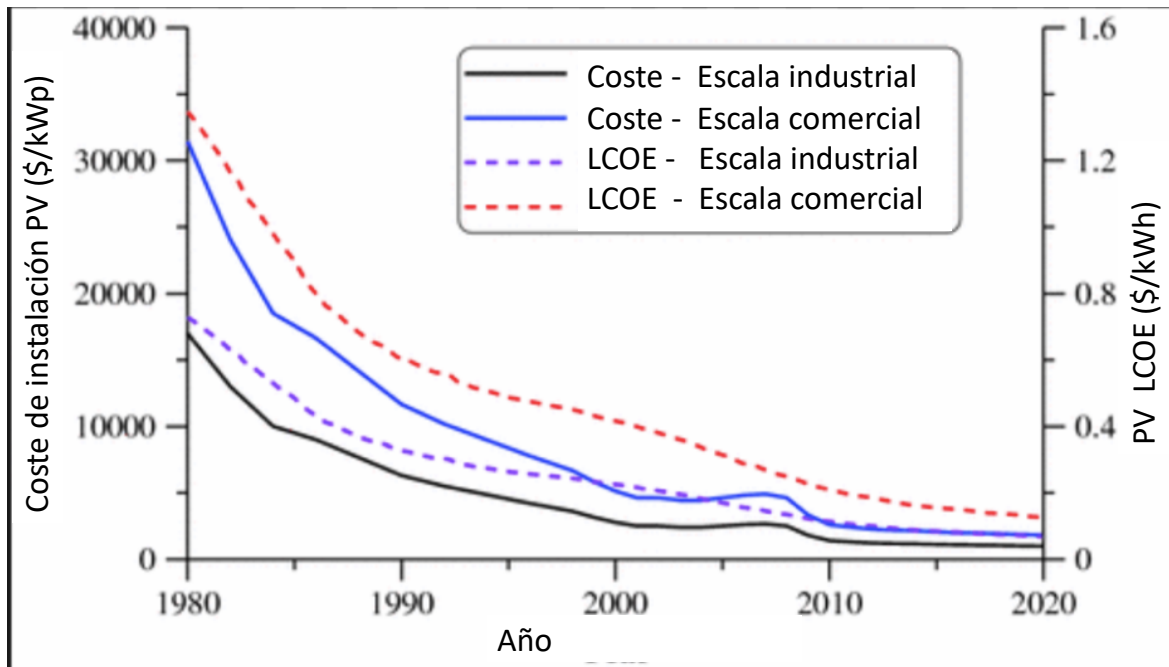
Aunque son muchos los que encuentran ventajas en esta separación de negocios, hay otra línea de pensamiento que discrepa sobre los efectos favorables de la desintegración del sector, ya que consideran que los costes de coordinación entre los negocios y el regulador superan los beneficios asociados a la introducción de la competencia (Edison Electric Institute, 1989).

Sin entrar a valorar las ventajas e inconvenientes de la separación de negocios, sí es cierto que se está aumentando el número de restricciones al problema de la oferta eléctrica, lo que nos aleja del óptimo global –Teorema de Lagrange-. Por otra parte, muchas de las iniciativas de eficiencia que podrían incorporarse al sistema presentan un comportamiento asimétrico, es decir, mientras un sector (típicamente la distribución) soporta los costes de implantación y desarrollo, otros capturan los efectos positivos (normalmente la generación y la comercialización), lo que desincentiva su implantación, a menos que exista una gestión eficiente y rápida de reconocimiento por parte del Regulador.

Continuando con el lado de la oferta, y siguiendo lo que se expuso en la **Figura 1.1**, debemos destacar que las dos tecnologías de generación que están definiendo el cambio en el panorama energético español son la eólica y la fotovoltaica, ambas **renovables**. La reducción de sus costes de inversión y explotación las han hecho pasar de ser una curiosidad tecnológica hace unos años, a una alternativa real y competitiva; la reducción de costes esperada en el período 1980-2020 supera el 90% en el caso fotovoltaico (Kosmadakis 2013). En la **Figura 1.5**, se presenta la evolución de estos costes a escala industrial y comercial.



**Figura 1.5.** Evolución de los costes de instalación y de los costes de la energía producida (LCOE<sup>4</sup>) de las instalaciones fotovoltaicas 1980-2020 (previsto).

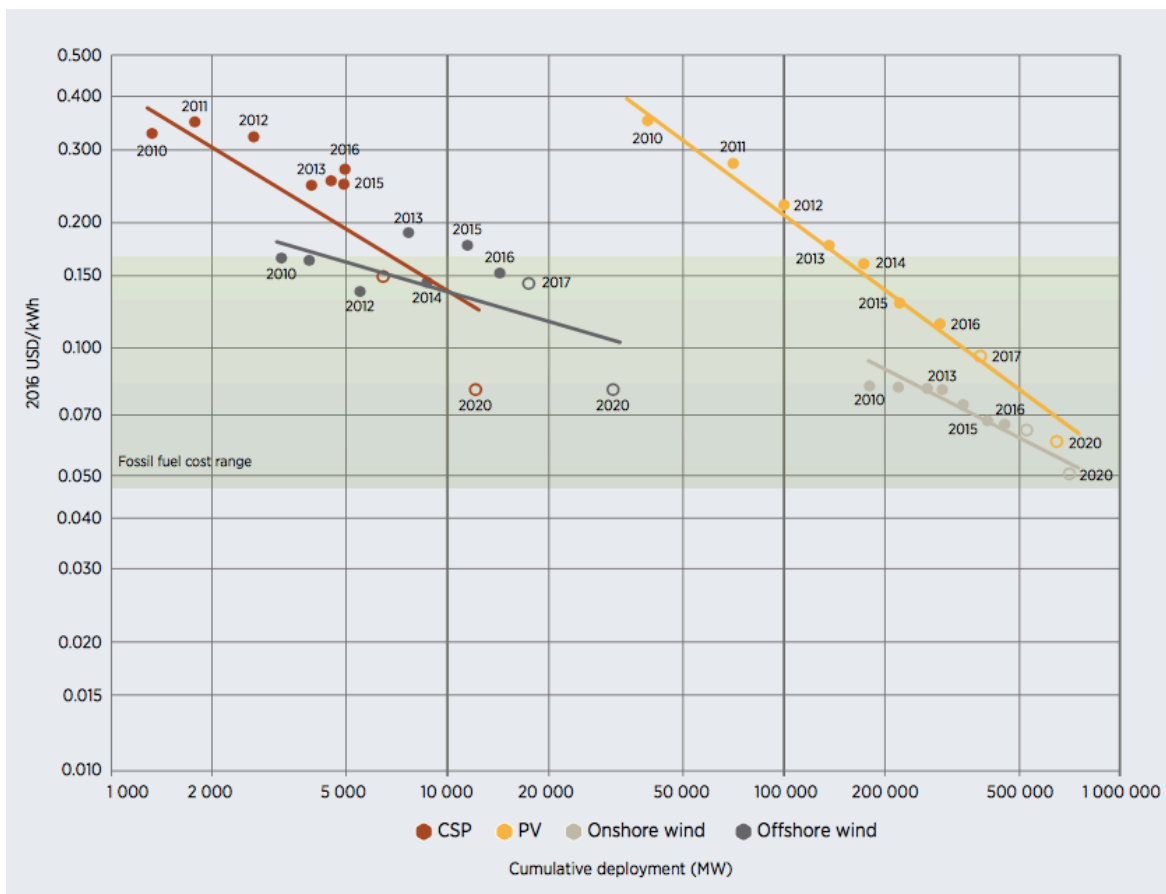


Fuente: Elaboración propia a partir de Kosmadakis (2013).

Esta tendencia es confirmada posteriormente por el informe de IRENA (2018), **Figura 1.6**, previendo para el año 2020 un coste de la energía renovable producida inferior a los 6 c€/kWh, quedando en la gama baja del rango de costes de la generación térmica (que oscila entre los 16 y los 4 c€/kWh). De esta manera, se configura como una opción competitiva a tener en cuenta en el modelo energético español.

<sup>4</sup> LCOE: Levelized Cost of Energy. Representa el coste medio de la energía producida por una planta a lo largo de su vida útil. IRENA (2018),

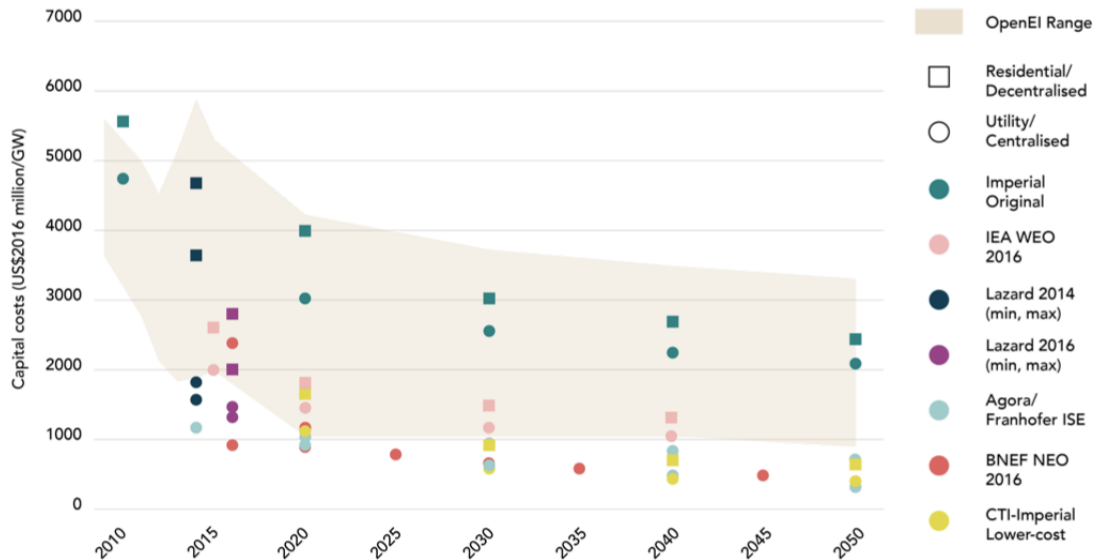
**Figura 1.6.** Evolución de los costes de la energía producida (LCOE) de las instalaciones fotovoltaicas (PV), eólica (Onshore y Offshore wind) y termosolar (CSP) en España. Periodo 2010-2020.



Fuente: IRENA (2018).

Según el estudio del Imperial College (Sussams y Leaton, 2017), la reducción de costes continuará hasta al menos el año 2050 (**Figura 1.7**).

**Figura 1.7.** Reducción futura de los costes de las instalaciones fotovoltaicas 2050.



Fuente: Sussams y Leaton (2017).

Además de la reducción del coste de producción de las renovables se observa en la **Figura 1.5** un acercamiento de las curvas de escala industrial y de escala comercial, lo que pone de manifiesto la reducción de las economías de escala asociadas a esta tecnología.

Entre las causas que han motivado la espectacular reducción de costes que ha experimentado esta tecnología, se pueden destacar tres: las mejoras tecnológicas, la gestión competitiva de las compras y la existencia de una base de desarrolladores de proyectos con una gran experiencia y con actividades en todo el mundo. En este escenario, estas tecnologías renovables ya son competitivas en muchas partes del mundo no teniendo sentido el apoyo financiero público con el que han contado en otra época (IRENA, 2018).

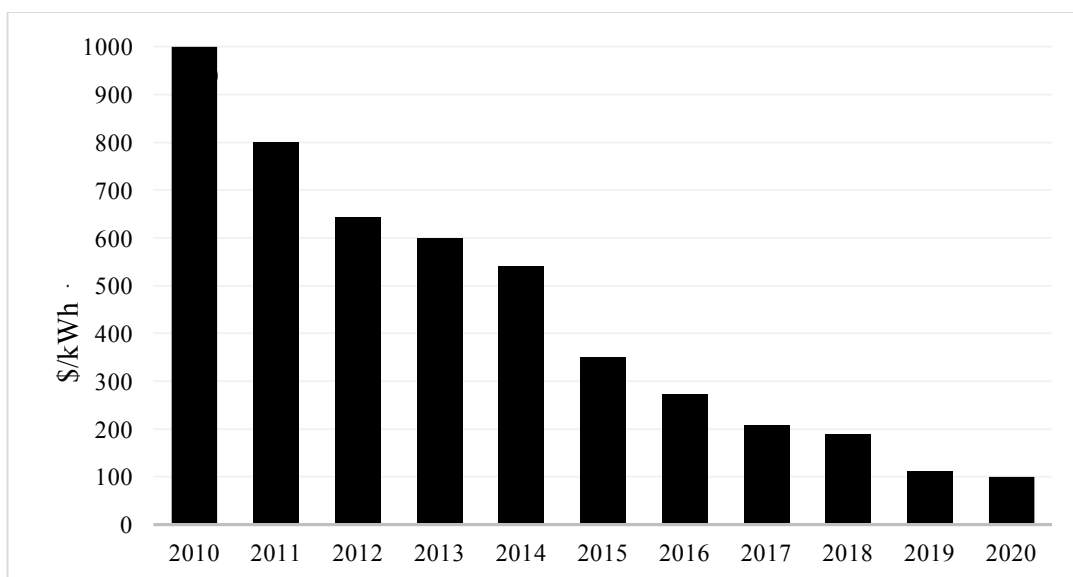
Una vez las energías renovables ya resultan una opción competitiva para la generación eléctrica, aparece el inconveniente de su carácter intermitente y, por lo tanto, no gestionable, lo que hace que no puedan ser consideradas como una opción principal (o única) para el abastecimiento de la demanda por sí sola.

Con objeto de asegurar la cobertura de la demanda, estas energías no gestionables deben ser complementadas con otros tipos de generación gestionables o con dispositivos de almacenamiento. Existen muchas tecnologías de almacenamiento de energía entre las que podemos destacar las hidráulicas de bombeo, de aire comprimido o las químicas (de plomo-acido, iones de litio, níquel cadmio, sales de sodio, bromuro de zinc o vanadio). Cada una de ellas está caracterizada por una densidad de energía (Wh/l), una vida útil (número de ciclos), una eficiencia de carga-descarga y, por supuesto, por un coste determinado.

De entre todas ellas destacan las de iones de litio, ya que han experimentado en los últimos años una importante mejora de eficiencia, al tiempo que una significativa reducción de costes. Estos avances se han visto impulsados gracias a la promoción del vehículo eléctrico, que ha movilizadado importantes inversiones e investigación para esta mejora.

En la **Figura 1.8** se presenta la evolución de los costes de las baterías de almacenamiento de iones de litio entre los años 2010 y 2020 (dato previsto), apreciándose que los costes han disminuido un 90% en los últimos 10 años.

**Figura 1.8.** Evolución de los costes de las baterías de iones de litio entre los años 2010 y 2020 (previsto).



Fuente: Elaboración propia basado en Clean technica (2017), Bloonberg New Energy Finance (2019) y Electrek (2018 y 2019).

De la combinación de tecnologías de generación fotovoltaica y eólica con unidades de almacenamiento se obtiene una fuente de energía gestionable que sí puede ser usada como base de un sistema energético global y libre de emisiones. De continuar la tendencia de costes y eficiencia, la energía renovable con almacenamiento resultará, sin duda, competitiva frente a las tecnologías de generación térmicas convencionales.

El crecimiento de la generación renovable y del almacenamiento de energía, genera una externalidad adicional: despierta en todo el mundo una conciencia medioambiental creciente, que hace a las propias tecnologías de generación renovables aún más necesarias. Esta tendencia se inicia en la última década del siglo XX, creándose una preocupación por los efectos nocivos que el cambio climático está causando al planeta (Arcos-Vargas, 2016). Para dar respuesta a esta inquietud, se creó en 1992 la Convención Marco sobre el Cambio Climático en el seno de Naciones Unidas con el objetivo de concienciar a los gobiernos de los problemas derivados de éste. El primer compromiso de actuación concreto no se alcanzó hasta el año 1997 con el Protocolo de Kioto en el que se alcanzó un acuerdo internacional para la reducción de las emisiones de los responsables del efecto invernadero y, por lo tanto, del calentamiento global. Con objeto de contribuir a la reducción de este efecto, se propuso a los países industrializados que aceptaran un compromiso de reducción de sus emisiones de gases a un nivel inferior en no menos del 5% al de 1990 en el período comprendido entre el año 2008 y el 2012. Este acuerdo fue ratificado por 184 países, de los cuales 37 se impusieron metas vinculantes de reducción, no haciéndolo Estados Unidos y abandonando posteriormente Canadá el acuerdo tras comprobar que su aplicación representaría “la transferencia de 14,000 millones de dólares de los contribuyentes canadienses a otros países, el equivalente de 1,600 dólares canadienses por cada familia” (Environment and Climate Change Canada, 2011).

Aunque hay opiniones científicas divergentes, científicos de la NASA han encontrado evidencias que prueban que el calentamiento global del planeta es una realidad y sigue una tendencia creciente desde mediados de los años 70. En particular, 2016 ha sido el año más caluroso desde 1880 (años desde el que se disponen registros), y los 10 años más calurosos de los 136 anteriores, han tenido lugar ya dentro del siglo XXI. De continuar con el actual nivel de emisiones, las temperaturas en el 2030 superarán en más de 3° C a las de los niveles

preindustriales, lo que tendrá consecuencias importantes sobre la agricultura y los flujos migratorios.

A pesar de que los esfuerzos realizados por los países superaron por mucho a los compromisos adquiridos inicialmente, las evidencias aportadas por la comunidad científica mostraban que dichas contribuciones no habían sido suficientes, adoptando en el Acuerdo de París (2015) un objetivo para el año 2030 de reducción de un 30% de los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los existentes en 1990. Para ello, se adoptaron nuevos compromisos por parte de los países, denominados *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC) que, aunque tienen un efecto positivo no resultan suficientes para alcanzar los objetivos. La propuesta que Naciones Unidas hace para poder alcanzar los niveles de emisión previstos, se basa en la contribución no solo de los países, sino también de ciudades, regiones, empresas, e incluso particulares, organizaciones civiles y cooperativas. Estas medidas por sí solas pueden tener un retorno económico suficiente tanto para los gobiernos como para las empresas y las familias.

De esta manera, a la luz de esta nueva conciencia medioambiental, muchas de las iniciativas de las familias y organizaciones no gubernamentales, pueden estar basadas en planteamientos distintos a la racionalidad económica, pudiendo estar motivadas por fines altruistas o filantrópicos.

El sector eléctrico es el responsable del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019) y más del 60% de estas emisiones proceden de las centrales térmicas de carbón (El Observatorio Crítico de la Energía, 2017).

Como en el caso del carbón, existe un movimiento social que se **opone a la generación nuclear**. La tecnología nuclear se trata de una generación libre de emisiones, de bajos costes marginales y de muy alta inversión en activo fijo. Su retirada de la oferta tendría como consecuencia una elevación de los precios del mercado y un aumento de las emisiones del sector a corto plazo, ya que el hueco de mercado que dejarían tendría que ser cubierto, principalmente, con centrales de gas de ciclo combinado. Aunque se trata de una tecnología probada y segura (Echávarri, 2018), los accidentes ocurridos en los últimos años (Three Mile Island, Estados Unidos, 1979; Chernóbil, Ucrania, 1986; y Fukushima, Japón, 2011) hacen

que sea improbable la construcción de nuevas plantas y la extensión de la vida útil de las centrales ya existentes.

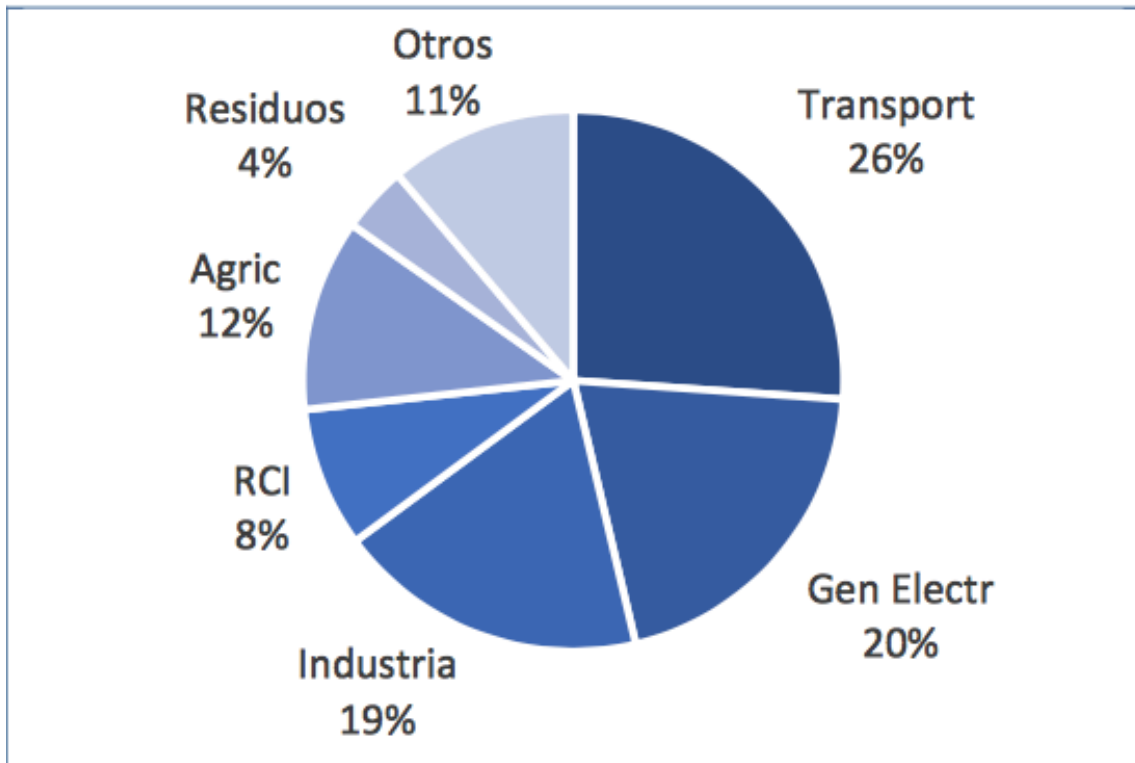
La oposición social no solo aparece ante las centrales nucleares. El fenómeno **NIMBY** (*Not In My Back Yard*) nace en Estados Unidos el último cuarto del siglo pasado y se refiere al conjunto de ciudadanos que se organizan para oponerse de forma activa al desarrollo ciertas actividades o infraestructuras en su entorno que son percibidas como peligrosas debido a sus externalidades, pero demandando al mismo tiempo los servicios o productos que éstas proporcionan (Dear, 1992). De forma cada vez más frecuente, los movimientos ciudadanos se organizan en contra del desarrollo de nuevas infraestructuras eléctricas. Aunque en general entienden la necesidad social de las instalaciones, no están dispuestos a sacrificar su entorno más próximo para el beneficio de todos. Estas situaciones provocan retrasos en las puestas en servicio de las instalaciones con los consecuentes impactos en los costes de ejecución, en la calidad del servicio y en la seguridad del sistema. En España podemos encontrar numerosos casos de bloqueo social de instalaciones con las consecuencias antes mencionadas.

Existen casos de éxito internacionales de los que se pueden extraer conclusiones y definir una metodología a aplicar con carácter general como paso previo al comienzo de la construcción de las infraestructuras. Por otra parte, esta oposición ciudadana hace que las soluciones o alternativas que se han usado en el pasado dejen de ser consideradas, ahora resulten resulta imposible o, al menos, muy difícil de desarrollar con la presencia de estos movimientos (líneas áreas, nuevas subestaciones urbanas, nuevas centrales eléctricas, etcétera).

El último de los cambios contextuales que incluimos en la **Figura 1.1** se refiere a la **penetración del vehículo eléctrico**. El transporte es el sector que mayores emisiones aporta tanto en España como en Europa, alcanzando actualmente hasta un 26% del total de gases de efecto invernadero, correspondiendo más de un 20% de estos gases al transporte por carretera. Para cumplir con los compromisos de contribución nacionales (*Intended Nationally Determined Contribution –INDC-*, **Figura 1.9**), sería casi suficiente sustituir el parque de

automóviles tradicional (combustión interna) por vehículos eléctricos alimentados de energías renovables.

**Figura 1.9.** Contribución de los distintos sectores a las emisiones de CO<sub>2</sub> en España en 2017.



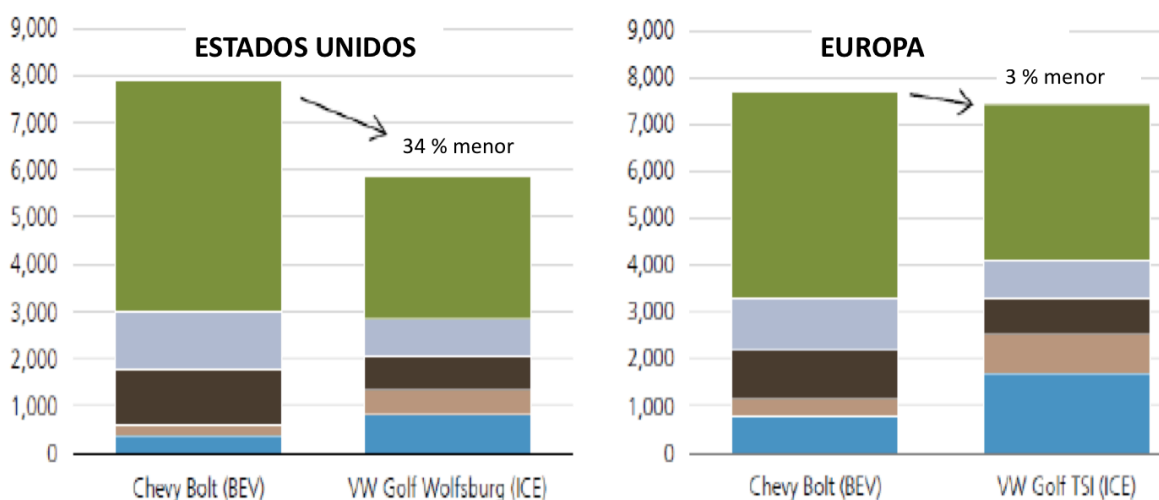
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica (2019).

Por otra parte, aunque la presencia actual del vehículo eléctrico en España es testimonial (Arcos-Vargas *et al.*, 2018), los costes totales (de ciclo de vida del producto) para el consumidor ya resultan del mismo orden a los de combustión interna (UBS, 2017). En la **Figura 1.10** se presentan el escandallo de costes comparativos entre opciones del mismo segmento de vehículos de combustión interna y eléctrico. Se observa que en Europa, en el año 2017, el vehículo eléctrico es aún algo más caro que el de combustión interna, aunque la previsible disminución de los costes de adquisición en los próximos años de los modelos eléctricos va a acabar provocando la paridad de precio con los vehículos tradicionales. En este sentido, Volkswagen afirma que en 2020 lanzará un vehículo eléctrico equiparable al Golf (Volkswagen, 2016), potente y bien equipado a un precio comparable a su homólogo de combustión interna, y que tendrá el doble o el triple de autonomía que los actuales,



ofreciendo 200-300 millas por carga. Esta reducción de precios y aumento de autonomía está basada en las mejoras de las baterías que se han comentado anteriormente, ya que la batería representa actualmente más del 60% de los costes directos del vehículo eléctrico. Este ajuste supondría una reducción del precio del vehículo cercano al 25%, lo que lo convertiría en la opción más favorable.

**Figura 1.10.** Componentes y comparación de los costes totales de propiedad entre vehículos eléctricos y de combustión interna en Estados Unidos y Europa. Renting a 3 años. US\$ 2017



Fuente: Elaboración propia basado en UBS (2017)

Son muchos los efectos económicos que tendrá la penetración masiva del vehículo eléctrico en la economía española. Un análisis comprehensivo y reciente de los mismo está disponible el número especial del primer trimestre de 2019 de la revista *Economía Industrial* (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo) dedicado al vehículo eléctrico. En este monográfico se pueden encontrar, entre otros, artículos tan interesantes como el de Sastre y Puig-Ventosa (2019), en el que comparan la recaudación derivada del marco fiscal de los turismos convencionales y eléctricos en España; el de Ordoñez *et al.* (2019), que analiza los efectos que tendrían sobre la producción, el empleo, y las emisiones de gases de efecto invernadero; el que hace Scholtes (2019), que presenta un ejercicio de prospectiva sobre los cambios previsibles en la industria automovilística española; o el de Núñez y Arcos-Vargas (2019), que identifica los factores significativos que determinan la implantación del vehículo

eléctrico a nivel mundial, analizando el mapa mundial de políticas públicas de apoyo al coche eléctrico.

## **1.3. Perspectivas económicas.**

### **1.3.1. La perspectiva del consumidor.**

En este apartado vamos a analizar cómo los cambios contextuales que hemos visto en la sección anterior pueden afectar al comportamiento de los consumidores. En este caso, los cambios más significativos considerados son los que se refieren a la disminución de costes y de tamaño eficiente de las instalaciones fotovoltaicas, el interés en contribuir a la conservación del planeta por parte de los individuos y el aprovechamiento de la información procedente de los contadores inteligentes.

Uno de los temas de conversación recurrentes de la opinión pública es el importe de la factura eléctrica. Además de la dificultad para entenderla, los consumidores la perciben como excesiva a pesar del gran valor que representa y del pequeño peso (2,18%) que tiene en el gasto de las economías domésticas (Canales, 2017).

El trabajo que se presenta en el siguiente capítulo analiza cómo es posible reducir el término variable de la factura eléctrica instalando pequeñas unidades de generación fotovoltaica de modo que el usuario pueda auto-producir parte de su demanda. En el momento que fue elaborada esta investigación, la regulación española no permitía el uso de almacenamiento doméstico (baterías) ni valoraba de ningún modo los vertidos de energía sobrante a la red. Recientemente, con la aprobación del Real Decreto de Autoconsumo (BOE, 2019), se debe redefinir de nuevo la estrategia del consumidor. Esta nueva normativa, además de proporcionar la posibilidad a los usuarios de compensar sus excedentes horarios, valorándolos a precio de mercado, contempla la posibilidad de incorporar al sistema elementos de almacenamiento. En el Capítulo 5 se incluye dicha redefinición como una de las posibles investigaciones futuras relacionadas con esta Tesis.

Para analizar el comportamiento óptimo, se parte del análisis de la demanda eléctrica horaria, procedente de los valores históricos de su contador inteligente, asumiendo que no va a tener cambios importantes en sus hábitos ni en sus equipamientos en los próximos años. Por otra parte, dada la localización del suministro, se toman datos horarios de la irradiación, para lo que se ha usado la aplicación PVGIS desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea (European Commission, 2017), calculando así su producción horaria. Si la energía producida en cada hora es inferior a la demanda, esta producción supondrá una reducción de la energía facturada al precio de la tarifa, a la que habrá que sumarle todos los impuestos y cargos (IVA e impuesto especial de la electricidad), ya que estamos considerando usuarios finales (residenciales). Si, por el contrario, en la hora considerada la producción supera a la demanda, se valorará de la misma forma que en el caso anterior, mientras que el exceso de producción se valora a cero euros (de hecho, se considera que se instala un dispositivo que impida la inversión del flujo).

El primer análisis realizado consiste en calcular el tamaño óptimo de la instalación, ya que si es demasiado pequeño, generará unos ahorros escasos, y si es demasiado grande, se desperdiciará una gran parte de la energía auto producida incurriendo en mayores inversiones

La inversión a realizar se asume proporcional a la potencia instalada. Dado que la instalación se compone de módulos fotovoltaicos de potencia fija, la potencia de la instalación solo puede tomar valores que sean múltiplos de estos módulos, presentando un comportamiento discreto. La producción eléctrica será proporcional a la potencia instalada. Para el cálculo, se ha adoptado el método de enumeración de estados, obteniendo en cada caso unos valores anuales de inversión y flujos de caja, a partir de los cuales se han calculado las funciones financieras habituales: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y Plazo de Recuperación (PR). Los resultados se calculan para Madrid, Sevilla y Marsella. Los parámetros económicos mejoran cuanto mayor es la irradiación (menor la latitud), más cara sea la tarifa y menor los costes unitarios de inversión.

Los niveles de rentabilidad obtenidos (entre 3.8 y 4.6%) no justificarían la instalación de estas pequeñas plantas (1.5 a 2 kWp) si los usuarios no consideraran su contribución medioambiental. Para ello, se calculan las emisiones evitadas en los sistemas francés y

español asociados a la sustitución de la energía aprovechada de estas instalaciones (de emisiones cero) por las tecnologías marginales en cada sistema en cada una de las horas consideradas.

Existen, o más bien existían, opiniones no documentadas académicamente, que afirmaban que la energía necesaria para la construcción de una placa solar era mayor que la producida a lo largo de su vida útil. En este artículo se calcula, en cada uno de los casos analizados, el plazo de recuperación de energía (*Energy PayBack Time –EPBT-*), utilizando el Informe Hespul (2009) y la energía realmente aprovechada de cada instalación. Los resultados muestran un periodo de recuperación de 2.5 años lo que resulta tremendamente eficiente desde un punto de vista energético.

Se desarrolla un análisis parecido usando las emisiones y se observa que, aunque la energía necesaria para la fabricación de las placas es la misma para todos los países (principio de neutralidad tecnológica), la configuración del sistema eléctrico del país de fabricación determina la cantidad de emisiones producidas.

Por último, se realiza una estimación del número máximo de usuarios que podrían adoptar estos dispositivos si se quisiera compensar la mayor parte posible de las emisiones producidas por la generación eléctrica en España y Francia. Los resultados nos muestran que se podrían instalar en 10 millones de hogares en España y en 5 millones en Francia, con una reducción de emisiones de 10 y 5 MtCO<sub>2</sub> respectivamente, lo que supondría una fracción significativa de los compromisos nacionales de reducción de estos dos países, sin detraer recursos públicos, de una manera rentable para el usuario y compatible con las regulaciones nacionales.

La ampliación de este estudio para cubrir toda la cuenca mediterránea se ha publicado recientemente en el libro titulado: *Grid Parity and Carbon Footprint: An Analysis for Residential Solar Energy in the Mediterranean Area* (Arcos-Vargas y Riviere 2018). Asimismo, se realiza también una aplicación de la metodología propuesta en el artículo: *Residential peak electricity management. A storage and control systems application taking advantages of smart meters* (Arcos-Vargas et al. 2018), con el objetivo de reducir el término fijo de la factura eléctrica mediante el uso de baterías y contadores inteligentes. Una

exposición de este último trabajo se incluye en la primera sección del capítulo 3, en la que se presenta con el título: “Análisis económico y medioambiental de los sistemas fotovoltaicos residenciales”. En el anexo de este documento se incluye copia del trabajo original “*Economic and environmental analysis of a residential PV system: a profitable contribution to the Paris Agreement*”, que fue publicado en el número 94 la revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

### 1.3.2. La perspectiva del regulador.

En este apartado se analiza como los cambios contextuales descritos pueden afectar al comportamiento del regulador. En este caso, el cambio más significativo considerado es el que se refiere a la separación de negocios en el sector eléctrico (*unbundling*).

Como se ha visto anteriormente, en las últimas décadas se ha pasado en el sector eléctrico de operar con empresas verticalmente integradas a separar las actividades que presentan características de monopolio natural (transporte y distribución) de las que pueden desarrollarse en un entorno de competencia (generación y comercialización). Las empresas del primer grupo hay que regularlas, y el regulador debe asegurar su supervivencia, para lo que emplea mecanismos que permiten proporcionar a las empresas unos ingresos adecuados que resulten suficientes para cubrir sus costes y obtener un beneficio razonable (principio de suficiencia), exigiendo una gestión eficiente a las empresas reguladas.

Por un lado, el regulador, como planificador social benevolente, está preocupado por proporcionar a los usuarios un servicio en las mejores condiciones de calidad y seguridad, que se obtiene aumentando los costes de explotación y las inversiones de las empresas de red (reguladas) y, consecuentemente, la retribución de las compañías. Otra preocupación de los reguladores es que el sistema proporcione a los usuarios un servicio al precio más bajo posible. Precios más bajos de electricidad aumentan la satisfacción de los consumidores y permiten reducir los costes de explotación de las empresas, aumentando de esta forma la competitividad de nuestro sistema productivo.

El trabajo analiza varios aspectos relacionados con esta preocupación del regulador. Por un parte, se estudia la relación, a nivel europeo, entre los niveles de retribución de las

distribuidoras y la calidad del servicio que proporcionan a los usuarios, observándose, como cabría esperar, una relación positiva con elasticidades calidad retribución cercanas a la unidad. Por otra parte, se analiza que sistema retributivo proporciona mayores niveles de calidad para unos niveles dados de retribución. Para ello, se parte de evidencias sobre los niveles de eficiencia de los distintos sistemas de retribución de los sistemas regulados. En concreto, se han recogido datos sobre la calidad del sistema para Austria, República Checa, Finlandia, Francia, Italia, Noruega, España, Suecia y el Reino Unido, en el período 2004-2009. Se incluye en el modelo información sobre el sistema de retribución que usa cada país, el importe de la remuneración base, el importe de los incentivos a la calidad, el número de clientes y la calidad que cada sistema eléctrico suministra a sus mercados, medida como tiempo de interrupción no planificado por cliente. Los datos empleados han sido obtenidos de diferentes organismos reguladores de los sectores eléctricos de varios países europeos. Dada la heterogeneidad de la información suministrada por cada país, se ha tenido que realizar un importante trabajo de búsqueda, síntesis y homogeneización de las variables empleadas, no habiendo sido posible ampliar la información a un mayor número de países ni extenderla en el tiempo. Con esta información se ha construido un panel de datos balanceado, planteando cuatro modelos distintos que explican el comportamiento de la variable calidad del servicio en los diferentes sistemas regulados.

Entre los distintos modelos de regulación, se puede distinguir entre modelos basados en costes (o tradicionales) y modelos basados en incentivos. Al comienzo de los procesos de desregulación, la mayoría de los países adoptaron modelos basados en costes, como el modelo de la tasa de rentabilidad (*rate of return*) o el de coste incrementado (*cost plus*). Este tipo de modelo debe aplicarse correctamente, ya que una reducción significativa de los costes también podría implicar una menor calidad de suministro a largo plazo, aunque el sistema presenta importantes inercias, esto es, pueden pasar años entre cambios retribución y mejora de la calidad de servicio, ya que es posible se tenga que desarrollar infraestructura específica. Por esta razón, la introducción de incentivos específicos para la calidad parece ser una medida necesaria para compensar los incentivos de reducción de costes.

En cuanto a los modelos basados en incentivos, se observa que resultan más eficientes que los tradicionales, obteniendo mejores niveles de calidad para los mismos niveles de

remuneración. Sin embargo, este resultado tiene que ser presentado como un fenómeno observado en la muestra, y no como una evidencia clara de causalidad, dado el pequeño tamaño de la muestra y la dificultad de una distribución precisa entre los países y los sistemas de regulación.

En esta misma línea de investigación en el año 2018, se publicó el artículo “*A DEA analysis of electricity distribution in Spain: An industrial policy recommendation*” (Arcos-Vargas *et al.* 2018), en el volumen 102 de la revista *Energy Policy*. Partiendo del mismo concepto de eficiencia de la retribución, en dicho trabajo se analiza para las 342 empresas de distribución españolas si están sobre o sub retribuidas, partiendo de las características de cada empresa y de la calidad de servicio ofrecida, usando para ello la técnica de análisis de envolvente de datos (DEA).

En el capítulo 3 se desarrolla este trabajo con el título “Calidad de servicio, retribución de la distribución y marco regulatorio. Algunas evidencias de los sistemas europeos” que fue publicado, en su versión en inglés, en el número 51 la revista *Journal of Regulatory Economics* en febrero de 2017. En el anexo de esta Tesis, se incluye copia de las páginas de la revista en las que aparece.

### 1.3.3. La perspectiva de la sociedad.

En este apartado se revisa cómo afectan algunos de los cambios contextuales presentados anteriormente a la sociedad en su conjunto. La propuesta investigadora consiste en analizar, mediante estática comparativa, el bienestar social y los excedentes del productor y del consumidor en el mercado diario de electricidad en España. En concreto, se analiza el impacto que tendrá la puesta en servicio de los casi 4 GW fotovoltaicos autorizados en las subastas de capacidad del 2017 como respuesta española a la iniciativa de la Comisión Europea “*Climate Change and Energy Transition Act*”. Este hecho está soportado en los cambios relativos a la reducción de costes de las energías renovables y a la creciente conciencia social, que se presentaron en el Capítulo 1.

Para analizar el impacto de esta oferta adicional, se dispone, para cada hora, de las ofertas y demandas de cada agente del mercado eléctrico ibérico (OMIE), que opera conjuntamente

para los mercados de España y Portugal. Se han analizado las ofertas y demandas horarias de un año completo, correspondientes a más de 800 agentes del mercado, lo que supone un total de más de 15 millones de operaciones.

Se ha supuesto que el mercado mayorista de electricidad funciona en España en condiciones competitivas. Para ello se calculado el índice Herfindahl-Hirschman observando su evolución desde el comienzo de la liberalización, asumiendo que la oferta de estas nuevas centrales fotovoltaicas será próxima a su coste marginal a corto plazo que, en aras a la simplicidad, se puede considerar nulo. Bajo estas hipótesis, se construye la nueva función de oferta, desplazando la original hacia la derecha, mediante la introducción de la nueva energía fotovoltaica. Esta energía se ha estimado para cada hora usando, como se ha visto en el apartado 1.3.1, la aplicación PVGIS, para lo que se ha supuesto que toda la potencia fotovoltaica instalada, presenta unos niveles de irradiación similares a la media española, situándola concentrada en Madrid.

Utilizando el mecanismo de la estática comparativa, las variaciones de precios, cantidades y excedentes de compradores y vendedores pueden calcularse sin necesidad de estimar o simular ningún modelo explícito. Como prevé la teoría económica, la nueva curva de oferta provoca una disminución de los precios medios, disminución que toma el valor de 1.6 €/MWh. La sustitución de la energía de ciclo combinado (la tecnología expulsada) por energía fotovoltaica supone un ahorro de 2,220 Toneladas métricas de CO<sub>2</sub> eq.

En términos de bienestar económico, la incorporación de la energía fotovoltaica produce un aumento del excedente del comprador de unos 400 millones de € y una disminución del excedente del vendedor de unos 200 millones de € al año, el resultado neto es un aumento del excedente total cercano a los 200 millones de € al año. El estudio concluye con algunas propuestas de política energética encaminadas a alcanzar un óptimo de Pareto.

En la sección tercera del capítulo 3, se transcribe al español la última versión del último borrador del artículo: *“The Impact of Photovoltaic Energy on Economic Welfare: An Application to the Iberian Electricity Market”*, que ha sido enviado recientemente a una revista de economía del Social Citation Index de primer nivel. En el anexo, se incluye copia del envío que se ha hecho a dicha revista.



## 1.4. Objetivos.

El objetivo de esta Tesis doctoral es analizar el impacto de los cambios contextuales presentado anteriormente desde el punto de vista del consumidor, del regulador y de la sociedad en su conjunto, mediante el análisis del bienestar económico y los excedentes del productor y del consumidor. En todos los casos analizados, se han desarrollado modelos econométricos o financieros que han servido de base para la obtención de evidencias empíricas y de conclusiones de política económica.

Los resultados obtenidos permiten relacionar las variables económicas y tecnológicas que son relevantes para los distintos agentes, así como definir las decisiones óptimas de cada uno de ellos, incluido el propio regulador.

Las principales contribuciones de la Tesis son tres artículos de revistas científicas, dos de ellos ya publicados y un tercero que recientemente ha sido enviado a una revista de primer nivel. Los tres trabajos se enmarcan dentro del campo de la investigación de la economía del sector eléctrico. Específicamente, se trata de los siguientes artículos:

1. Arcos-Vargas, A., Cansino, J.M. y Román-Collado, R. (2018). Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, 1024-1035. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.023>.
2. Arcos-Vargas, A., Núñez, F., y Ballesteros, J.A. (2017) Quality, remuneration and regulatory framework: some evidence on the European electricity distribution *Journal of Regulatory Economics* 51, 98. <https://doi.org/10.1007/s11149-017-9320-3>.
3. Arcos-Vargas, A., Núñez, F., Román-Collado, R. (2019). The Impact of Photovoltaic Energy on Economic Welfare: An Application to the Iberian Electricity Market. *En revisión*.

---

## ***Capítulo 2:***

# ***Análisis económico y medioambiental de los sistemas fotovoltaicos residenciales.***

---

### **2.1. Introducción.**

La factura eléctrica siempre ha sido uno de los temas que más les ha preocupado a los consumidores domésticos. Más recientemente, la preocupación medioambiental asociada al calentamiento del Planeta se ha añadido a la cuestión económica y muchos consumidores se preguntan cómo pueden contribuir a la reducción del calentamiento global y, al mismo tiempo, a reducir su factura. En este sentido, la Directiva de Eficiencia Energética de 2012 (2012/27/UE) establece tres objetivos clave (reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero, que el 20% de la energía consumida en la UE provenga de fuentes renovables y que se incremente la eficiencia energética de los receptores del 20%, todo ello con respecto a los niveles de 1990), estableciendo un conjunto de medidas vinculantes para alcanzar estos objetivos antes del 2020.

Una de las posibles palancas que los consumidores sí pueden activar para contribuir con el objetivo de alcanzar el 20 % de la energía de la UE procedente de fuentes de energía renovables, podría ser el autoconsumo de electricidad. Si analizamos las causas que pueden llevar a un usuario doméstico a instalar dispositivos de autoconsumo, podemos encontrar dos razones: la rentabilidad económica y la conciencia medioambiental. La rentabilidad económica parece que es una condición *sine que non*, que dependiendo de la preocupación del individuo por el medioambiente puede ser muy pequeña, aunque no negativa. Centrándonos en los argumentos económicos, la favorable evolución reciente de los costes de las instalaciones fotovoltaicas hace que su instalación a nivel residencial presente unos resultados positivos, tanto económica como medioambiental (CEER, 2016).

La energía producida mediante tecnología fotovoltaica ha experimentado unos crecimientos medios anuales del orden del 45% en los últimos quince años, como se desprende del estudio de Breyer y Gerlach (2012), aunque estos valores presentan una gran dispersión de unas regiones a otras. Es especialmente relevante el papel de China en el desarrollo fotovoltaico ya que por una parte se trata del primer productor mundial (Martin, 2016) con un total de 63 GW de potencia instalada, presentando la mayor tasa de crecimiento. Por otra parte, el 90% de los paneles e inversores fotovoltaicos que se instalan en el mundo se fabrican allí (Fu *et al.*, 2015) lo que determina el desarrollo de estas instalaciones en el resto del mundo. La **Figura A.1** del anexo ilustra este rápido crecimiento en la última década tanto para la energía solar como para la eólica.

Este crecimiento ha sido posible gracias a la fuerte disminución de los costes de las instalaciones, que ha sido posible gracias a las importantes mejoras tecnológicas incorporadas. Para cuantificar el efecto de las mejoras tecnológicas se suele usar la tasa de aprendizaje, que se calcula representando en escala logarítmica la evolución del precio de un módulo fotovoltaico frente a la potencia instalada acumulada, siendo la tasa de aprendizaje la pendiente del radio vector. Varios científicos (Hurtado Muñoz *et al.*, 2014 y Bhandari y Stadler, 2009) han estimado este valor entorno al 20%. Bloomberg New Energy Finance (2014) nos ilustra en su trabajo esta disminución de costes que han pasado de 80\$ por watio en 1976 a menos de 1\$ por watio en 2013 (Trappey *et al.*, 2015).

No solo es importante analizar la evolución de los costes de inversión de las instalaciones fotovoltaicas ya que la eficiencia también ha mejorado de forma importante en este período. Para analizar el efecto combinado del coste y la eficiencia de la instalación, se suele usar el coste nivelado de la electricidad (*Leverage Cost of Electricity*, LCOE) que se define como el coste que se asigna a cada unidad de energía producida por el sistema durante todo el período de vida útil cuando se descuenta al año base (Biondi y Moretto, 2014). Esta herramienta se utiliza frecuentemente en la literatura científica para analizar y comparar los costes de las distintas fuentes de energía, y resulta especialmente relevante para evaluar la paridad de la red.

En el caso particular de las instalaciones fotovoltaicas residenciales, que vamos a analizar, podemos decir que hay paridad si el LCOE producido por estas instalaciones es del orden del al coste de la producción de electricidad convencional (Hurtado Muñoz *et al.*, 2014). Si analizamos la evolución del LCOE fotovoltaico residencial con el tiempo, se observa su importante disminución, siendo previsible continúe reduciéndose durante las próximas décadas. Muchos autores han realizado estimaciones del LCOE, tanto como para una instalación simple, como incorporándole un sistema de almacenamiento. Entre los autores que han elaborado estos estudios, se pueden destacar: Celik *et al.* (2008) que analizan un sistema fotovoltaico de 120 W. con un costo total de 1,900\$, Mokhtari *et al.* (2013) investiga sobre el tamaño óptimo de un almacenamiento fotovoltaico combinado para un edificio residencial conectado a la red, con un coste de 400 US\$ por 100 W para la instalación fotovoltaica. Hartner *et al.* (2017) se centra en Austria entre 2008 y 2013, observando que los costes fijos disminuyeron de 5,265 \$/kW a 3,981 \$/kW. González *et al.* (2015) realizaron una investigación similar para el caso español tomando como valor de referencia 3,800 \$/kW. Chel *et al.* (2009) estimaron que el coste por unidad de electricidad generada (LCOE) por un sistema fotovoltaico instalado en New Dehli variaba en un rango de 46 a 57 c\$/kWh, mientras Majid Alabdul Salam *et al.* (2013) estimó un valor de 56 c\$/kWh como el costo de la energía para un sistema similar en Omán. Hernández-Moro y Martínez-Duart (2013) han realizado un amplio estudio sobre la evolución futura del LCOE solar en Estados Unidos, estimando un valor 0.40 \$/kWh para 2010, haciendo una previsión de 0.10 \$/kWh para 2050. Finalmente, Rahman y Nordin (2016) descubrieron que 0.14 \$/kWh era el coste de la energía

para el tamaño óptimo de un sistema fotovoltaico residencial en Malasia, pero con baterías incluidas.

Aunque existen numerosas investigaciones que analizan la evolución de los costes de la energía fotovoltaica y los factores de los que depende no hemos localizado ninguna publicación que, de forma individualizada y rigurosa, analice el problema desde el punto de vista del usuario residencial. Sí hemos encontrado soluciones de software que ayudan a optimizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, pero que actúan como una caja negra por lo que quedan fuera del análisis de la literatura (ver en [www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)). Puede resultar extraño que no se haya desarrollado hasta ahora esta línea de investigación, pero debemos recordar que hasta el reciente despliegue masivo de los contadores inteligentes, los usuarios no disponían de información horaria de su consumo, por lo que solo hubiera sido posible desarrollar estos análisis basados en modelos teóricos. Estos contadores proporcionan una cantidad asombrosa de información que les puede ayudar a tomar decisiones para cambiar el consumo o equipamiento. En la actualidad, la práctica totalidad de los consumidores residenciales europeos disponen de esta información, ya que forma parte de una de las medidas vinculantes incluidas en la Directiva de Eficiencia Energética de 2012 (2012/27/UE) que establece que, al menos, el 80% de los consumidores deberán disponer de sistemas de medición inteligentes en 2020. En el caso de España, la obligación se adelantó a finales del 2018, alcanzando al 100% de los equipos con potencia inferior a los 15 kW (Ministerio de Industria, 2007).

Además de las razones económicas, es posible que algunos consumidores consideren razones medioambientales a la hora de realizar la inversión en sistemas de energía fotovoltaica. El análisis del ciclo de vida o *Life Cycle Analysis* (LCA) y la huella de carbono tienen como objetivo determinar si estas instalaciones son respetuosas con el medio ambiente o si por el contrario contribuyen al aumento de las emisiones. Aparecen numerosas referencias en la literatura sobre la metodología LCA como es el caso de Raugei y Frankl (2009), Wild-Scholten (2013), Fthenakis (2009) y Frischknecht *et al.* (2014, 2015 y 2016). Más concretamente para el caso de las renovables, se analiza generalmente calculando el tiempo de retorno de energía *Energy PayBack Time* (EPBT), que calcula el número de años necesarios para que un sistema produzca la misma cantidad de energía que ha sido utilizada

para su producción. Esta medida resulta especialmente aplicable al caso de la energía solar ya que el proceso de fabricación de los módulos consume una gran energía. El valor de EPBT varía de forma significativa en función de cómo se haya fabricado el sistema fotovoltaico y dónde operen. Si los mismos módulos fotovoltaicos se instalan en Alemania y Malta, en el primer caso el EPBT será mucho más alto ya que habrá menos irradiación y, por lo tanto, menos producción anual. De esta manera la literatura nos ofrece una amplia gama de valores distintos, aunque se observa una disminución significativa de este valor con el tiempo debido a las ganancias de eficiencias. Los primeros análisis en este sentido (Hunt, 1976) estimaban unos valores de EPBT para módulos de silicio mono cristalino alrededor de 12 años, mientras que estudios más recientes (Fu *et al.*, 2015) presentan valores de entre 1.5 y 7.5 años, mientras que para el caso de China oscilan entre de 2.2 y 6.1 años. La tecnología fotovoltaica utilizada también va a afectar al EPBT, en este sentido Peng *et al.* (2013) analizan varios tipos de modelos, como son: de capa fina (0.75-.5 años), silicio mono cristalino (1.7-2.7 años) y de células de alta concentración (0.7-2.0 años).

Aunque la métrica más extendida es el EPBT, aparece otro parámetro relacionado con el mismo fenómeno que es la ratio energía generada/energía utilizada, conocido como *Energy Returned On Energy Invested* (EROI), que ha sido objeto de varias disputas con diferentes interpretaciones. (Prieto y Hall, 2013, capítulos 1 y 5).

Dado que una instalación fotovoltaica no absorbe energía a lo largo de su vida útil, no produce emisiones, siendo la única fuente de emisiones de CO<sub>2</sub> es la relacionada con su proceso de fabricación. De esta manera, la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> depende de las fuentes de energía utilizadas en su proceso de fabricación (mix energético del país) así como de la tecnología empleada. Stylos y Koroneos (2013) contemplan diversos escenarios para el mercado fotovoltaico (mejora de la eficiencia, cambios en las materias primas, etc.) y encuentran emisiones que oscilan entre 12 y 55 gCO<sub>2</sub>/kWh. Mulvaney (2014) obtiene resultados similares, presentando estimaciones de 32 y 68 gCO<sub>2</sub>/kWh para Europa y China respectivamente, mientras que la Oficina Parlamentaria de Ciencia y Tecnología (2006) lo evalúa en 35 gCO<sub>2</sub>/kWh para el sur de Europa. En cualquier caso, todos estos valores se mantienen muy por debajo de los equivalentes para la generación de electricidad a partir de

fuel o carbón. Por ejemplo, un generador diésel proporciona una emisión de salida de 922 gCO<sub>2</sub>/kWh (Stylos y Koroneos, 2013).

Este trabajo hace dos contribuciones principales. La primera es definir una metodología que calcula la potencia fotovoltaica óptima que debe instalar cada cliente individual, usando la información proporcionada por su contador inteligente (curva de demanda horaria), la irradiación de su ubicación, así como del precio variable de la energía para el consumidor residencial (coste evitado). La segunda se refiere a la contribución de cada instalación a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, para lo que se tiene en cuenta el nivel de emisiones marginal de las distintas tecnologías que participan en el mercado mayorista en cada momento. Los resultados se aplican a distintos casos reales y representativos en España y Francia, realizando una estimación de cuál podría ser la contribución a los objetivos nacionales del Acuerdo de París (COP-21, 2016) si la solución propuesta se aplicara de forma masiva. En el anexo se incluye la información necesaria para la aplicación de la metodología propuesta en los dos países.

Aunque en el Acuerdo de París los países de forma individual adoptaban sus compromisos de reducción de emisiones (*Intended Nationally Determined Contribution*, INDC) la Unión Europea presentó una propuesta compartida con unos objetivos de reducción de, al menos, el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, con respecto a los reales de 1990, con un compromiso de continuación en las reducciones de hasta 75% para 2050. En este trabajo se analizan los casos de Francia y España, estimando la posible contribución a dichos objetivos.

El resto de esta capítulo está organizado de la siguiente forma: después de esta introducción, en la que ha hecho una revisión de la literatura disponible sobre la evolución de los costes fotovoltaicos y las emisiones asociados, en el apartado siguiente apartado se describe el modelo propuesto para determinar la potencia fotovoltaica instalada de forma que su retorno económico sea máximo, partiendo de los datos horarios de consumo, su ubicación y los costes variables de la energía (coste de oportunidad). A continuación, se presentan los resultados y las discusiones (secciones 2.3 y 2.4), terminando con las conclusiones obtenidas de esta investigación, así como algunas recomendaciones de política industrial.

## 2.2. Método.

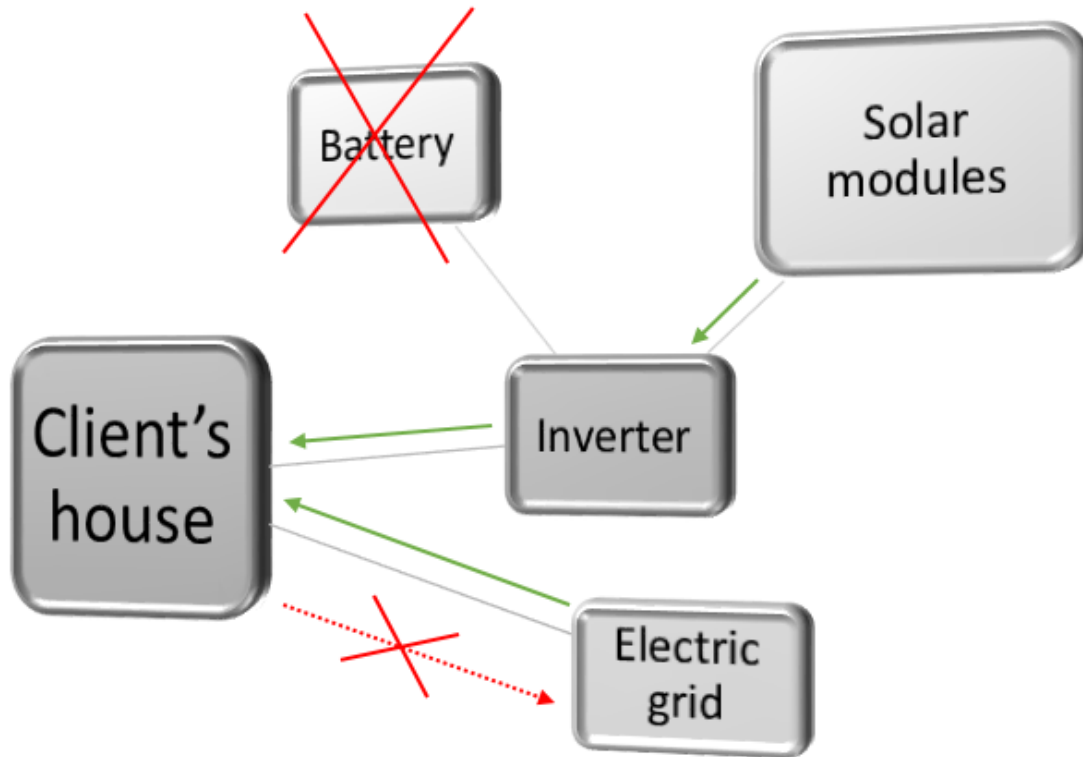
Como se ha dicho anteriormente, el modelo de optimización propuesto calcula la potencia fotovoltaica a instalar por un consumidor doméstico, en función de su consumo horario, su posición geográfica y del precio variable de la electricidad.

El estudio considera el caso de una vivienda representativa en la que se plantea instalar un sistema fotovoltaico, ya sea sobre el tejado o en sobre una estructura cercana al suministro. El marco legal español sobre autoabastecimiento de electricidad ha tenido varios cambios en los últimos meses. El artículo que desarrolla este capítulo (ver anexo), fue publicado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019 (Boletín Oficial del Estado, 2019) en el que se establece un marco mucho más favorable y mucho menos restrictivo que las hipótesis que se presentan a continuación, siendo por tanto los resultados aquí obtenidos una cota inferior. En cualquier caso, la legislación supone que la energía producida es consumida por los usuarios próximos a la instalación y no afecta, de modo significativo, a los nodos de conexión de media y alta tensión (Ministerio de Industria, 2011; Marin-Comitre *et al.* 2014; Cansino *et al.* 2017). Las hipótesis en las que se basa el método se basan en que la energía producida por la instalación sólo es utilizada para el consumo instantáneo del usuario, no estando previsto su almacenamiento ni venta al sistema de los excedentes que pudieran aparecer (ver **Figura 2.1**), de esta manera, tanto la rentabilidad económica como el impacto medioambiental presentan unos valores inferiores a los que se obtendría de la aplicación de del Real Decreto de Autoconsumo de abril de 2019. Las condiciones establecidas en el actual Decreto, se desarrollan en muchos de los trabajos publicados, incluyendo un sistema de almacenamiento de energía, que permite el consumo de electricidad incluso durante las horas nocturnas, así como una cierta valoración de los excedentes que sí se vende a la red (Celik *et al.*, 2008; Mokhtari *et al.*, 2013; Meunier *et al.*, 2015). Sin embargo, estas dos consideraciones aumentan el coste de la inversión inicial y la complejidad del proyecto, especialmente en lo que se refiere a los procedimientos para legalizar la instalación ya que todo el proceso de obtención del permiso es largo y tedioso. Por lo tanto, hemos optado por mantener un sistema básico, que nos proporciona unos resultados conservadores. Por último, el contexto geográfico de este estudio es el sur de Francia y



España, dos zonas que son comparables en términos de irradiación y nivel de vida, pero que presentarán algunas pequeñas diferencias a la hora de invertir en energía solar.

**Figura 2.1** Esquema propuesto del Sistema fotovoltaico residencial.

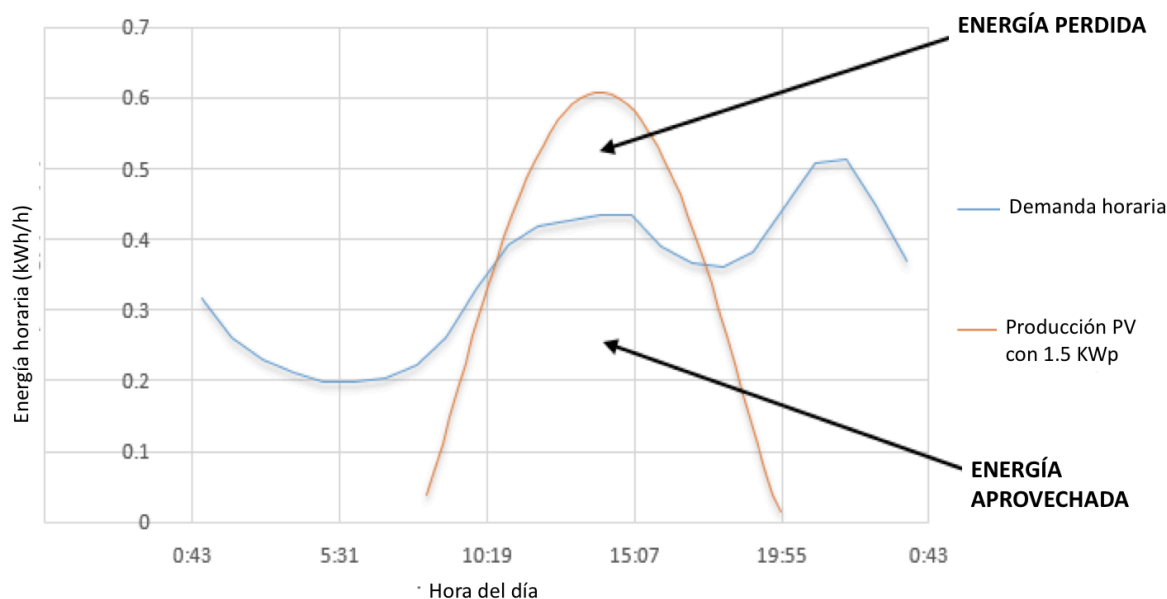


Fuente: Elaboración propia

Para consumos residenciales, el principal problema que presenta la energía fotovoltaica es el desajuste entre la producción y el consumo. En este sentido, en la **Figura 2.2** se presentan las curvas de consumo y de producción fotovoltaica horaria de un usuario determinado correspondiente a su localización. Mientras la curva consumo horario presenta dos máximos locales, la curva de producción horaria se puede aproximar a una distribución gaussiana, presentando su valor máximo al mediodía. En esta figura se presentan los datos correspondientes a un día laborable de marzo en Madrid, aunque ambas curvas varían de forma importante dependiendo a lo largo del año. Durante el verano la irradiación es mayor y durante más horas, lo que significa que la curva gaussiana se presenta más alta y más ancha. La curva de carga siempre mantiene un perfil similar (dos máximos) aunque los valores son mayores en los días de invierno y verano, dependiendo de las necesidades estacionales de

electricidad. La curva de carga, correspondiente a un hogar medio español, presenta dos picos representativos, uno al mediodía y el otro alrededor de las 20.00 a las 21.00 horas, relacionados principalmente con la hora de la comida y la cena.

**Figura 2.2** Curvas de producción y demanda horaria de un usuario representativo un día laborable del mes de marzo en Madrid, con una instalación fotovoltaica de 1.5 kWp.



*Fuente: Joint Research Centre-JRC- European Commission (2018), Boletín Oficial del Estado (2018) y elaboración propia.*

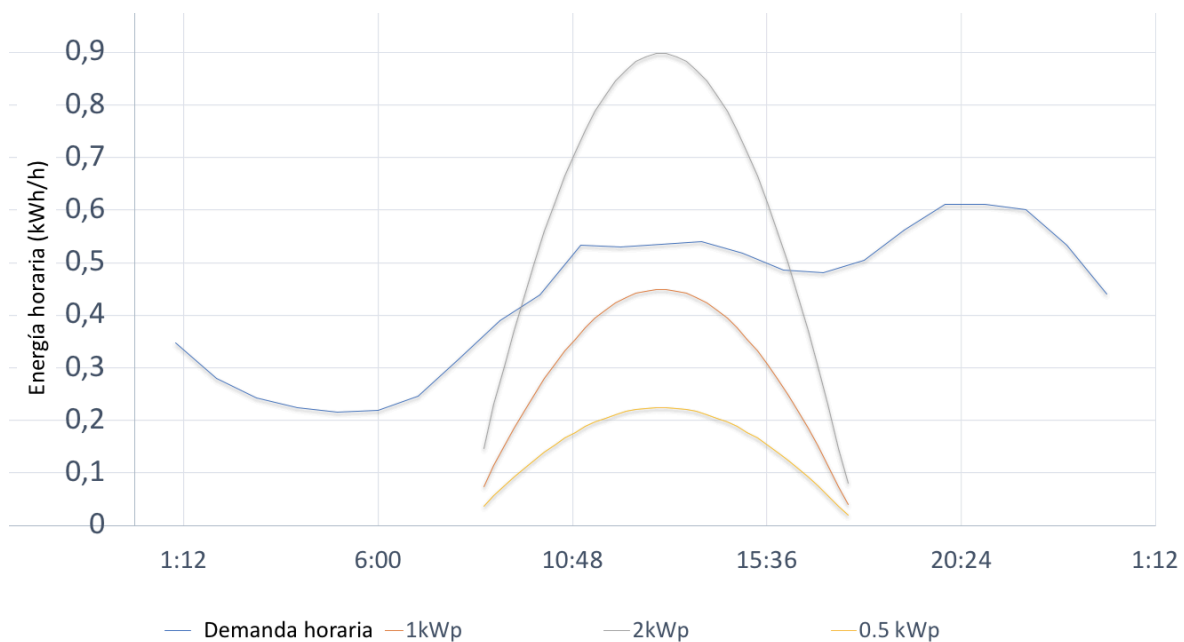
Analizando estas dos curvas, se diferencian dos áreas interesantes, dependiendo de la posición relativa de la producción y del consumo. Si el consumo supera a la producción toda la energía se aprovecha, es decir, la demanda se vería neta por dicha producción, obteniendo el usuario un ahorro equivalente a la energía producida, valorada al precio variable de la tarifa eléctrica del usuario, incluyendo impuestos. Si, por el contrario, la producción supera a la demanda, el exceso de energía se pierde, obteniendo el usuario un ahorro equivalente a la energía demandada en ese momento, en las mismas condiciones que en el caso anterior.

En la **Figura 2.2** la energía perdida corresponde al área encerrada entre las curvas de producción y demanda, mientras que la energía aprovechable es el área que queda por debajo de la curva de demanda. Como antes se ha mencionado, la instalación representada en la figura corresponde a una instalación fotovoltaica de 1.5 kWp para un día concreto, pero para

calcular el ahorro anual hay que estimar este valor para todos los días del año ya que la demanda y la generación serán diferentes según la estación del año.

Si variamos la potencia instalada del sistema fotovoltaico, la energía producida aumentará proporcionalmente, aunque, debido a las formas de las curvas de demanda y generación, la energía aprovechable aumentará menos que proporcionalmente. La **Figura 2.3** se muestran las mismas curvas que en la **Figura 2.2**, pero incorporando distintos valores de potencia instalada (0.5, 1, 1.5 y 2 kWp) observándose como se va modificando la energía perdida y la energía aprovechable.

**Figura 2.3** Curvas de producción y demanda horaria de un usuario representativo un día laborable del mes de marzo, con una instalación fotovoltaica de 0.5, 1, 1.5 y 2 kWp

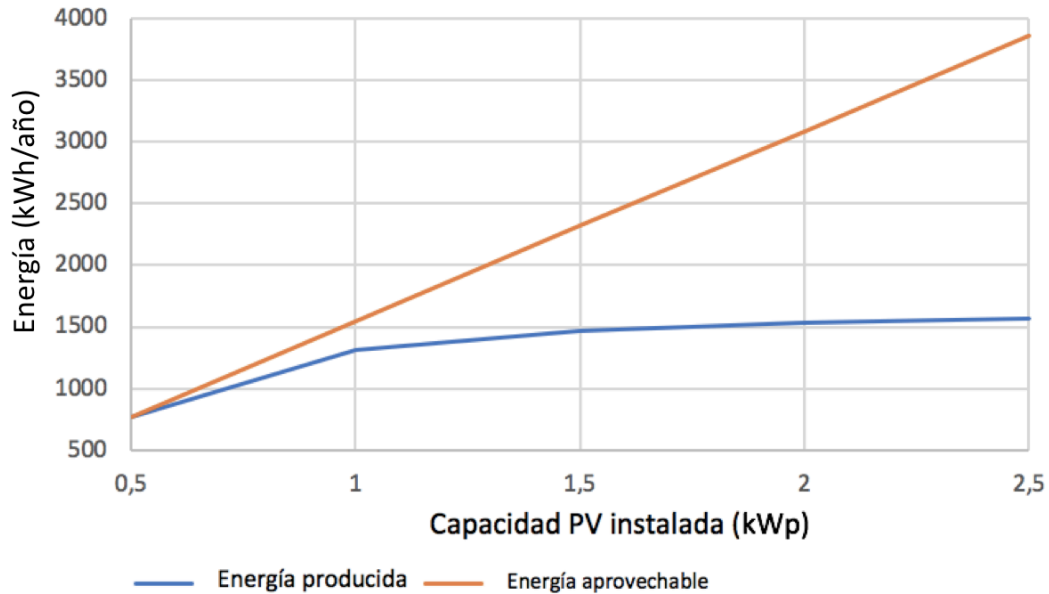


Fuente: Joint Research Centre-JRC- European commission (2018)., Boletín Oficial del Estado (2018) y elaboración propia.

Aunque puede resultar ilustrativo calcular los valores para un día determinado lo que realmente tiene sentido para efectuar la evaluación es el cómputo anual. En la **Figura 2.4** se presenta la evolución de la energía producida y aprovechable anualmente para distintos valores de la potencia instalada. Se observa que mientras la producción total presenta una recta que pasa por el origen, con una pendiente de unas 1,600 horas, la energía aprovechable

es también una función creciente, aunque su pendiente es menor a medida que aumenta la potencia instalada, es decir, es una función creciente con derivada primera decreciente.

**Figura 2.4.** Evolución de la energía anual producida y aprovechable en Madrid.



Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.1. – Tamaño óptimo de la instalación fotovoltaica y rentabilidad.

Como se ha visto más arriba, la energía aprovechable aumenta a medida que lo hace la potencia de la instalación y, por tanto, los ahorros, aunque dichos incrementos son decrecientes. Por otra parte, la inversión asociada a la instalación aumenta proporcionalmente a su potencia instalada, por lo que el proceso de optimización trata de encontrar un equilibrio entre estas dos cantidades (tamaño fotovoltaico -inversión- vs. ahorro de energía útil). El objetivo de este análisis es determinar la potencia, para cada usuario y en cada ubicación, para los que los ingresos marginales justifican la mayor inversión.

Una primera valoración la podemos obtener de calcular Valor Actual Neto (VAN) del sistema fotovoltaico en cada caso y seleccionar la capacidad que presenta valores mayores. Es claro que el VAN depende del volumen de energía aprovechable, pero también del precio de la electricidad ya que los beneficios del proyecto sólo provienen de los ahorros en las facturas de electricidad que se calculan como la energía dejada de adquirir a la compañía multiplicada

por el precio de un kWh. Para esta primera valoración, hay que considerar la variable del precio de la electricidad para los usuarios finales. De hecho, un cliente que invierte en un sistema fotovoltaico reducirá su consumo de la red, pero permanecerá conectado a ella y seguirá comprando electricidad, al menos durante las horas de la noche y cuando la producción solar no sea suficiente para satisfacer la demanda. Por lo tanto, este cliente no reducirá los costes fijos de su contrato (alquiler del contador y potencia contratada), pero sí lo hará a los costes vinculados a la cantidad de energía consumida (términos variables).

Finalmente, se ha considerado que el coste medio ponderado del capital (WACC) es 0%, que es lo mismo que considerar que la inversión realizada por el individuo no tiene costo de oportunidad, tomando este valor como tasa de actualización de los flujos para el cálculo del VAN. Esta decisión está justificada en base al reducido tamaño del desembolso inicial, lo que hace que el usuario no deba acudir a financiación externa. Esta hipótesis se refuerza ya que muchos gobiernos están ofreciendo ayuda pública para ayudar a financiar este tipo de inversiones, tratándose en muchos casos de préstamos sin interés. Además, las medidas expansivas de política monetaria desarrolladas por el Banco Central Europeo desde el inicio de la crisis financiera en 2008 han reducido los tipos de interés a valores cercanos a cero en un contexto de estabilidad de precios. Los argumentos antes mencionados justifican el hecho de usar el valor 0% como tasa de descuento a largo plazo.

Como cabría esperar, el modelo presenta mejores resultados cuanto mayor sea la irradiación, mayor sea el término variable de la electricidad que el usuario esté pagando y menor sea el coste de la instalación a desarrollar.

### 2.2.2 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas

Una vez determinado el tamaño óptimo de la instalación fotovoltaica para el usuario concreto el modelo estima su impacto ambiental en términos de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas.

El hecho de sustituir el consumo residencial procedente de la red por la energía producida aprovechable por la instalación fotovoltaica propuesta, hace que se reduzca la demanda en el mercado mayorista desplazando fuera del mercado energía correspondiente a la tecnología marginal del mercado mayorista (*pool*). Por lo tanto, las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> se

obtienen multiplicando la tasa de emisiones de la tecnología marginal por la cantidad de energía producida por el sistema fotovoltaico en cada hora y sumando para todo el período de análisis.

En nuestro modelo, se ha supuesto que no existen exportaciones a la red de la instalación fotovoltaica residencial (inversión de flujo), es decir que la energía perdida no se inyecta de retorno a la red, con objeto de no causar problemas de seguridad en la operación de las instalaciones cercanas. Si se hubiera considerado la posibilidad de invertir el flujo, se tendría que haber valorado el impacto que tendría en la reducción de emisiones la energía pérdida ya que, aunque no le afecte a la rentabilidad del usuario individual objeto del estudio, sí le va a afectar al resto del sistema. De esta manera los resultados obtenidos en el cálculo de la reducción de emisiones son bastantes conservadores

Una vez conocidas las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por cada usuario (demanda y ubicación) este valor se compara con las emisiones necesarias para la construcción y montaje de la instalación correspondiente, para lo que se toman referencias internacionales que dependen del mix energético del país en el que se hayan fabricado las instalaciones fotovoltaicas, así como de la eficiencia de la tecnología.

## **2.3. – Caso de estudio.**

### **2.3.1. – Datos**

Para poder aplicar el modelo propuesto en el apartado anterior se necesitan datos de seis naturalezas diferentes que proceden de distintas fuentes:

- Consumo horario.
- Producción fotovoltaica horaria.
- Costes de equipos fotovoltaicos.
- Precio variable de la electricidad para usuarios residenciales.
- Tecnologías marginales horarias del mercado mayorista.

- Energía y emisiones para la fabricación e instalación de cada instalación solar

El método propuesto se aplica en Marsella (Francia), Madrid (España) y Sevilla (España) La zona de Marsella ha sido elegida por ser representativa del sur de Francia, ya que en el norte del país presentan un clima diferente para el que se debe realizar un estudio específico. En el caso de España se eligen dos zonas para ilustrar la influencia de los distintos niveles de irradiación: Sevilla, en el sur y Madrid, en el centro (también se estudiaron varios emplazamientos del norte de España, obteniendo resultados idénticos a los encontrados para la zona centro).

El consumo horario de cada usuario depende de sus hábitos y de la posibilidad de acceder a otras fuentes de energía. Hasta hace unos años, la información sobre el consumo de electricidad era muy limitada y se reducía, en el caso de los consumidores residenciales, a un único registro de la energía activa consumida cada dos meses. La introducción de los contadores inteligentes ha supuesto un aumento de cinco órdenes de magnitud en la información disponible para cada usuario. Para nuestro análisis, el perfil horario estándar español ha sido tomado del Ministerio de Industria, que calcula el porcentaje anual de energía en uno para cada una de las 8,760 horas del año. Para estimar el consumo por hora de un usuario típico, simplemente se multiplica por el consumo medio residencial, que en el caso español asciende a 3,250 kWh.

En el caso de Francia no disponemos de datos públicos sobre los perfiles horarios de consumo de energía para usuarios residenciales, por lo que los datos se han calculado a partir de una muestra de curvas en tiempo real proporcionadas por el Enedis (ERDF)<sup>5</sup> de forma anónima. También se ha modificado el consumo residencial medio, que en el caso de Francia asciende a 4,250 kWh, lo que se puede explicar por las mayores necesidades de calefacción y a su mayor nivel de renta per cápita.

La irradiación horaria en un emplazamiento determinado varía a lo largo del año. Los niveles de irradiación en cada punto se calculan utilizando la herramienta PV-GIS (Joint Research Centre-JRC- European commission, 2018) se calcula la producción fotovoltaica para un día característico de cada mes (Marcel, 2005, Sári *et al.* 2007) y, mediante una interpolación

---

<sup>5</sup> *Enedis* (ERDF) es la filial de distribución de la empresa eléctrica francesa Electricité de France (EDF). La denominación cambió recientemente de ERDF a *Enedis*.

lineal, la energía producida para cada una de las 8,760 horas del año. Esta herramienta no sólo proporciona la irradiación horaria para cada lugar dado, sino que para cada tecnología de producción fotovoltaica (fijo, un eje axial, o doble eje axial-azimutal) estima la orientación y el ángulo óptimo, así como su producción horaria. En aras de la simplicidad, se ha considerado que las instalaciones fotovoltaicas propuestas son fijas (más sencillas), calculándose las curvas horarias de producción para los emplazamientos seleccionados (Marsella, Madrid y Sevilla) usando las inclinaciones y orientaciones óptimas. La información de inversión en equipos fotovoltaicos se ha obtenido de Guisado y Lillo (2016) y se resume en la **Tabla 2.1**.

**Tabla 2.1.** Precios de Mercado de los componentes de la instalación fotovoltaica fija.

<b>Componente</b>	<b>Precio (€)</b>
Módulo 250 W	125
Inversor	600
Sistema de control	300
Instalación	500
Estructura	300
<b>Total</b>	<b>1,700 + 125 * N</b>

Fuente: Elaboración propia basado en Guisado and Lillo (2016).

Dado que tanto Francia como España son miembros de la Unión Europea y que los costes de transporte no varían significativamente entre los tres emplazamientos, se han supuesto los costes de los equipos fotovoltaicos iguales en los tres casos. El coste del equipo depende del tamaño de la instalación, esto es, la potencia instalada se obtendrá como suma de un número de módulos fotovoltaicos de 250 W, que representará el término variable del coste de la instalación, más un término fijo que estará asociado al inversor (que transforma la corriente continua en alterna), sistema de control, instalación y estructura que, en los márgenes de potencia que valoramos, podemos considerar independiente del tamaño. La **Tabla 2.1** explica esta función partiendo de los costes de cada componente correspondiendo a los precios más



bajos del mercado publicados en páginas web o catálogos especializados. El inversor representa una parte significativa de la inversión y se le estima una vida útil 10 años, por lo tanto, a lo largo de la vida de la instalación se repondría en dos ocasiones. La función final del coste de la instalación en función del número de módulos ensamblados sería:  $1,700 + 125 * N$ , siendo N el número de módulos de 250 W necesarios para el sistema. Por ejemplo, el precio de una instalación de 2 kWp asciende a  $(1,700 + 125 * 8 =) 2,700€$ .

La instalación del dispositivo puede suponer para el usuario la reducción de los componentes variables de la factura eléctrica del usuario (función de la energía consumida). La factura eléctrica en España se compone de distintos términos que se presentan en la **Tabla 2.2**.

**Tabla 2.2.** Componentes de la factura eléctrica en España

<i>Concepto</i>	Descripción	Importe
<b>Energía</b>	(1) precio de la energía	0.067 €/kWh
<b>Tarifa de acceso</b>	(2) peaje de energía.	0.064 €/kWh
	(3) peaje de potencia.	16.630 €/kW/año
	(4) coste de capacidad	0.011 €/kWh
	(5) coste de comercialización	4€/kW/año
	(6) alquiler de cotadores	0.540 €/mes
<b>Taxes</b>	(7) Impuesto especial de la electricidad (	$4.864\% * 1.051 * [(1)+(2)+(4)+(5)]$
	(8) IVA	$18\% * [(1)+...+(7)]$

Fuente: Elaboración propia basado en Sancha (2012).

Del mismo trabajo de Sancha (2012), se presentan en **Tabla 2.3** los precios medios y marginales para usuarios residenciales representativos de distintos países europeos.

**Tabla 2.3 Diferencias entre los precios medios y marginales en varios países (€/kWh).**

	Precio medio	Precio marginal	Diferencia
<i>Spain</i>	0.22	0.18	<b>19.4%</b>
<i>France</i>	0.15	0.12	<b>19.0%</b>
<i>Portugal</i>	0.21	0.17	<b>16.9%</b>
<i>Italy</i>	0.26	0.22	<b>17.5%</b>

Fuente: Elaboración propia basado en Sancha (2012).

Dado que la comercialización de energía presenta una estructura de mercado en competencia, existen muchas compañías que ofrecen este servicio. Para contrastar la información de la **Tabla 2.3** se han seleccionado ofertas sin discriminación horaria de varios comercializadores, calculando el coste (con tasas, impuestos y otros costes) en el que incurriría el usuario por el hecho de consumir un kWh adicional, que se muestran en la **Tabla 2.4**.

**Tabla 2.4** Precios de la electricidad en 2016 por kWh en España. Varios comercializadores

	Precio neto	Impuesto elect.	IVA	Precio final
<i>Goïener</i>	0.137	0.007	0.026	0.170
<i>Gesternova</i>	0.118	0.006	0.022	0.146
<i>Gas natural Fenosa</i>	0.135	0.007	0.026	0.167
<i>EDP</i>	0.120	0.006	0.023	0.149
<i>Viesgo</i>	0.170	0.009	0.032	0.211
<i>Iberdrola</i>	0.130	0.007	0.025	0.161
<i>SOM energía</i>	0.124	0.006	0.023	0.154
<i>Holaluz</i>	0.123	0.006	0.023	0.153
<i>Endesa</i>	0.140	0.007	0.026	0.174
<i>Pepeenergy</i>	0.112	0.006	0.021	0.139
<b>Promedio</b>	<b>0.131</b>	<b>0.007</b>	<b>0.025</b>	<b>0.162</b>

Fuente: Elaboración propia basado en Energía info (2016).

A la vista de las fuentes consultadas, se han considerado unos ahorros asociados a la reducción del consumo de 1 kWh de 0.16 y 0.12 €/kWh, para España y Francia respectivamente.

En la **Tabla 2.5** se ilustra el comportamiento de los mercados mayoristas de generación en España y Francia. Mientras que Francia tiene unas emisiones medias muy inferiores (50%) a las españolas (debido a la importante proporción de generación nuclear e hidráulica), sus aportaciones marginales son casi el doble, ya que los últimos grupos generadores en entrar en el recado son los de fuel-oíl, frente a los ciclos combinados españoles. Los datos de las **Figuras A.2 y A.3** del anexo complementan los presentados en la **Tabla 2.5**, que indica la cantidad de electricidad generada y las emisiones liberadas para cada tecnología durante el año 2016. Llama la atención que la principal fuente de emisiones en España sea el carbón mientras que en Francia es el gas.

**Tabla 2.5.** Emisiones por tecnología en Francia y España.

	Francia			España		
	Producción	Emisiones CO <sub>2</sub>	Tasa de emisiones	Producción	Emisiones CO <sub>2</sub>	Tasa de emisiones
	(MWh)	(Millones de Tm.)	gCO <sub>2</sub> /kWh	(MWh)	(Millones de Tm.)	gCO <sub>2</sub> /kWh
<b>Fuel -oil</b>	2,388,776	1.6	673,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gas</b>	40,162,175	18.6	463,00	31,500,334	12,00	370,00
<b>Carbón</b>	10,053,606	9.6	956,00	33,952,384	9.6	956,00
<b>Nuclear</b>	387,772,845	0,00	0,00	55,196,787	0,00	0,00
<b>Hidráulicas</b>	67,494,269	0,00	0,00	37,305,723	0,00	0,00
<b>Solar</b>	7,668,289	0,00	0,00	13,205,191	0,00	0,00
<b>Eólicos</b>	24,630,201	0,00	0,00	51,328,525	0,00	0,00
<b>Otras</b>	8,296,612	0,00	983,00	33,450,977		
<b>Total</b>	<b>548,466,772</b>	<b>8.1</b>	<b>68</b>	<b>255,930,011</b>	<b>44.0</b>	<b>168</b>

Fuente: Elaboración propia con información de RTE (2016) and REE (2016).

Por último, para estimar la energía y las emisiones asociadas a la fabricación y puesta en servicio de cada instalación solar (1 kWp de energía fotovoltaica) se ha usado lo contemplado en el Hespul (2009). En aras a la simplicidad, se asume que la energía necesaria para instalar un 1 kWp fotovoltaico se necesitan 2,500 kWh (incluido el proceso de fabricación). Para estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas para obtener dicha energía, debemos analizar la composición del mercado mayorista del lugar de fabricación y localizar la tecnología que proporcionaría la última unidad de energía (tecnología marginal), que como se ha visto en la **Tabla 2.5**, varía mucho de un país a otro. Para el análisis se han considerado la posibilidad de fabricar los componentes en España, Francia, China o en una zona genérica de Europa. Las emisiones marginales de carbono en estos países son: 673, 370, 530 y 748 g CO<sub>2</sub>/kWh, para Francia, España, Europa y China, respectivamente (RTE, 2016, REE, 2016, Stoppato, 2006 y Fu *et al.*, 2015)

### 2.3.2. – Tamaño óptimo. Análisis de rentabilidad.

A partir de los datos expuestos en el apartado anterior, se ha calculado para los emplazamientos de Sevilla, Madrid y Marsella, los valores de inversión, energía producida, energía utilizable, ingresos anuales, valor actual neto (VAN), tasa interna de rentabilidad

(TIR) y período de recuperación (PB), para tamaños de entre 0.5 a 2.5 kWp. Los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla 2.6.**, resaltándose en negrita los valores óptimos.

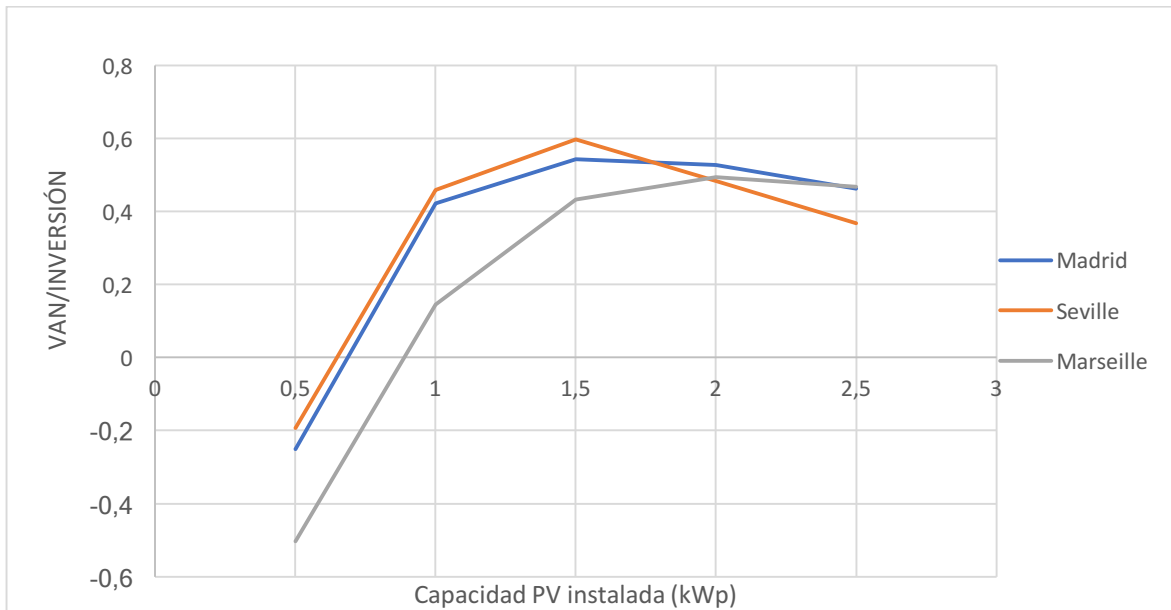
**Tabla 2.6.** Indicadores financieros para cada emplazamiento y tamaño de la instalación.

		<b>Inversión Inicial</b>	<b>Producción total</b>	<b>Energía aprovechable</b>	<b>Ingresos</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>Período de recuperación</b>
		<b>(€)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(€)</b>	<b>(€)</b>		<b>(años)</b>
Madrid	0.5 kWp	1,950	772	772 (100%)	125	-614	-	15.6
	<i>1 kWp</i>	2,200	1,545	1,309 (85 %)	212	1,033	3.72%	10.4
	<b>1.5 kWp</b>	<b>2,450</b>	<b>2,315</b>	<b>1,470 (63%)</b>	<b>238</b>	<b>1,330</b>	<b>4.2%</b>	<b>10.3</b>
	<i>2 kWp</i>	2,700	3,090	1,537 (50%)	249	1,290	3.71%	10.8
	2.5 kWp	2,950	3,860	1,571 (41%)	254	1,113	2.02%	11.6
Sevilla	0.5 kWp	1,950	812	812 (100%)	131	-474	-	14.9
	<i>1 kWp</i>	2,200	1,625	1,362(84 %)	221	1,123	4.33%	10
	<b>1.5 kWp</b>	<b>2,450</b>	<b>2,455</b>	<b>1,507(62%)</b>	<b>244</b>	<b>1,464</b>	<b>4.57%</b>	<b>10</b>
	<i>2 kWp</i>	2,700	3,250	1,562 (48%)	253	1,182	3.48%	10.7
	2.5 kWp	2,950	4,060	1,595 (39%)	258	901	2.45%	11.4
Marsella	<i>0.5 kWp</i>	1,950	752	752 (100%)	122	-	-	16
						1357		
	<i>1 kWp</i>	2,200	1,500	1,500(100%)	243	390	1.51%	9.1
	<i>1.5 kWp</i>	2,450	2,250	1,892 (84%)	306	1,190	3.74%	8
	<b>2 kWp</b>	<b>2,700</b>	<b>3,000</b>	<b>2,057 (68%)</b>	<b>333</b>	<b>1,334</b>	<b>3.82%</b>	<b>8.1</b>
<i>2.5 kWp</i>	2,950	3,760	2,134 (57%)	346	1,261	3.33%	8.5	

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar la capacidad óptima se ha calculado la ratio VAN/I que se representa en **Figura 2.5**, para los tres emplazamientos seleccionados, en función de la potencia instalada.

**Figura 2.5.** Ratio VAN/I para cada valor de la potencia instalada en Sevilla, Madrid y Marsella



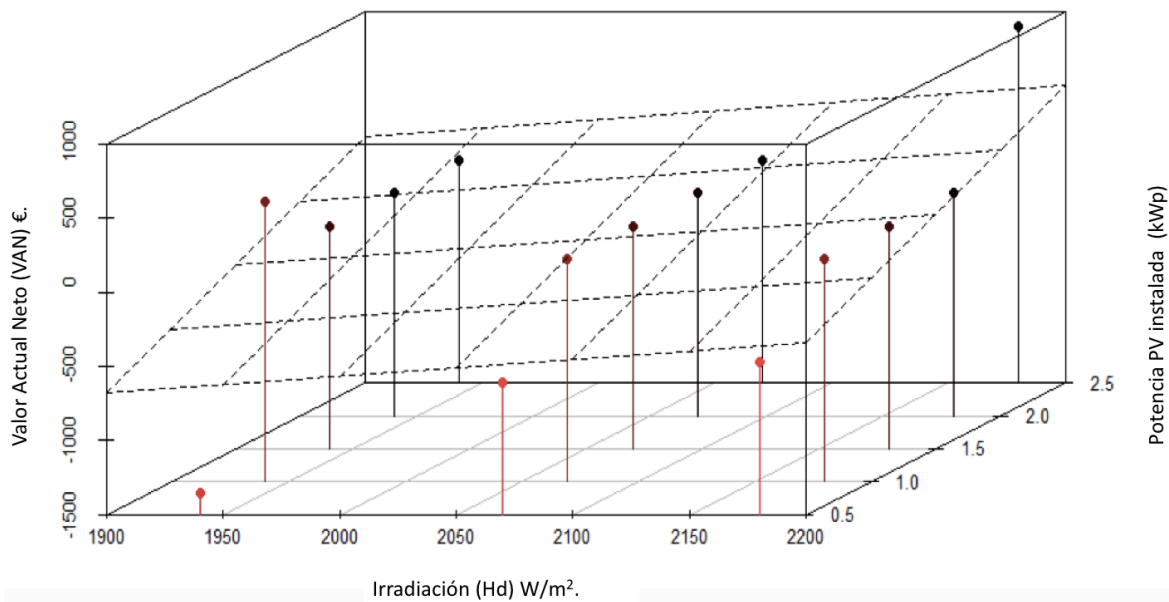
Fuente: Elaboración propia.

Del análisis de la **Tabla 2.6** y la **Figura 2.5** se desprende que la potencia óptima a instalar en los dos emplazamientos españoles asciende a 1.5 kWp, mientras que en Francia es de 2 kWp.

En las tres zonas la instalación presenta unas rentabilidades moderadas (entre 3.8 y 4.2%) presentando mejores resultados cuanto más al sur se encuentra la instalación, ya que recibe una mayor irradiación. Aunque no son unos valores a priori atractivos para inversores profesionales, si puede ser una opción para un individuo que desea invertir una cantidad reducido y con bajos riesgos. La inversión se recupera después de 8-10 años, lo que corresponde a menos del 50% de la vida útil del sistema.

En la **Figura 2.6** se muestra la relación que existe entre el VAN, la potencia instalada y los niveles de irradiación de la localización seleccionada. Como es de esperar, a mayor irradiación y potencia instalada, mayor Valor Presente Neto. Sobre la figura se ha incluido una superficie ajustada construida usando mínimos cuadrados ordinarios (OLS).

**Figura 2.6.** Valor Actual Neto (VAN), para cada valor de potencia instalada (kWp) e irradiación ( $W/m^2$ )



Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.3. – Periodo de recuperación de la energía. Energy payback time (EPBT)

Como se ha visto en la sección anterior, según el informe de Hespul (2009), para instalar una instalación fotovoltaica de 1kWp es necesario consumir 2,500 kWh de energía primaria (incluido el proceso de fabricación). A diferencia de otras tecnologías de generación, se puede asumir que las plantas fotovoltaicas solo consumen energía en el momento de su instalación, con lo que es sencillo calcular EPBT de nuestro sistema de forma directa. Para su cálculo se dividirá la energía absorbida en el proceso de fabricación e instalación entre la energía utilizable en cada emplazamiento. Los resultados de esta evaluación se muestran en la **Tabla 2.6.**

**Tabla 2.6.** EPBT del sistema fotovoltaico en Sevilla, Madrid y Marsella.

<b>Localización</b>	<b>Energía aprovechable (kWh/año)</b>	<b>Energía necesaria para la instalación (kWh/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>
<i>Sevilla (1,5 kWp)</i>	1,510	3,750	2.5
<i>Madrid (1,5 kWp)</i>	1,470	3,750	2.55
<i>Marsella (2 kWp)</i>	2,050	5,000	2.5

Fuente: Elaboración propia basado en Hespul (2009).

De la **Tabla 2.6** y de la **Figura 2.5**, se desprende que el tamaño óptimo de la planta fotovoltaica residencial en Francia era de 2 kWp, lo que de acuerdo con Hespul significa que se hay que consumir 5,000 kWh para su fabricación e instalación. Una vez en servicio esta instalación se evita un consumo de 2,050 kWh (**Tabla 2.6**), reembolsando así su "deuda energética" en 2.5 años. El mismo valor de EPBT se obtiene si la planta está localizada en Sevilla, ya que, aunque la irradiación es mayor, la demanda de energía es menor, proporcionando una energía aprovechable proporcional a la potencia instalada y, por lo tanto, a la energía absorbida. En el caso de Madrid, al ser la irradiación un poco más baja, la EPBT es ligeramente superior.

En cualquier caso, la EPBT representa aproximadamente el 10% de la vida útil de la instalación, lo que es un valor satisfactorio teniendo en cuenta lo conservador de las hipótesis adoptadas en este trabajo. Los resultados son comparables a los obtenidos en trabajos anteriores, como es el caso de Tremeac y Meunier (2009), que encontraron un EPBT de 1,7 años para un aerogenerador de 4.5 kW instalado en Francia, con una vida útil de 20 años, Guezuraga (2012), que estima un EPBT de 0.6 años para una capacidad de 1.8 MW para Austria y Uddin, y Kumara (2014) que lo reduce a un período de entre 1 y 3 meses para instalaciones en Tailandia. Aunque las hipótesis, emplazamientos y tecnologías son distintos, sí parece que existe un consenso sobre la conveniencia de la instalación de este tipo de dispositivos desde un punto de vista de conservación de la energía.



#### 2.3.4. Emisiones de CO<sub>2</sub>.

A partir de los datos de emisiones presentados en la **Tabla 2.5**, en las que se detallan los valores asociados a la generación de electricidad en cada país, es posible calcular el balance de emisiones de CO<sub>2</sub> asociados a la instalación fotovoltaica residencial objeto del estudio en cada una de las localizaciones seleccionadas.

La energía fotovoltaica aprovechable por el usuario procedente de la instalación, reduce la demanda del sistema. En particular en el caso de Francia, esta energía sustituye a la electricidad obtenida de centrales de Fuel que presentan unas emisiones de 673 g/kWh (**Tabla 2.5**). Como se ha mencionado anteriormente, el tamaño eficiente de la instalación es de 2 kWp, obteniendo una energía aprovechable de cada instalación de 2,050 kWh (**Tabla 2.6**). Combinando estas informaciones se obtiene que las emisiones evitadas por cada instalación fotovoltaica residencial que opere en Marsella, ascienden a 1,384 kg de CO<sub>2</sub> a la atmosfera al año (2,050 kWh x 673 g/kWh x 1 kg/1,000 g). En el caso de Sevilla esta cantidad es un poco menor ya que el tamaño de la instalación óptima es menor (1.5 kWp) que produce una energía aprovechable de 1,507 kWh. Además, la tecnología marginal de generación en el sistema mayorista ibérico es la de ciclo combinado, que presenta unas emisiones de 370 gCO<sub>2</sub>/kWh, con lo que se evitan unas emisiones de 556 kg. Al año. En la última parte de esta sección se estima cual podría ser la contribución a los compromisos nacionales del Acuerdo de París de estos dos países.

Para el cálculo del balance hay que combinar las informaciones presentadas en los párrafos anteriores. Por un lado, hay que tener en cuenta las emisiones anuales evitadas por el hecho de instalar una planta fotovoltaica en una ubicación determinada (que dependerá de la irradiación en el lugar donde se instala la planta y de las emisiones de la tecnología marginal horaria de casa mercado eléctrico mayorista) y del lugar de fabricación de la planta (que determinará las emisiones producidas por el hecho de consumir la energía asociada al proceso productivo). En la **Tabla 2.7** se presentan los principales resultados, simulando el balance para instalaciones ubicadas en España y Francia, dependiendo si han sido fabricadas en China, Europa (genérico), España o Francia. Para el cálculo de las emisiones no han

considerado las correspondientes al transporte entre los lugares de fabricación e instalación ya que son de un orden de magnitud inferior al del resto de los valores.

**Tabla 2.7** Balance de emisiones de cada planta en función del lugar de instalación y fabricación. (Solo se tiene en cuenta el efecto de la energía aprovechable).

<b>Lugar de fabricación</b>	<b>China</b>		<b>Europa</b>		<b>España</b>	<b>Francia</b>
<b>Lugar de instalación.</b>	<b>España</b>	<b>Francia</b>	<b>España</b>	<b>Francia</b>	<b>España</b>	<b>Francia</b>
<i>Emisiones evitadas (kg de CO<sub>2</sub>)</i>	-13,900	-34,600	-13,900	-34,600	-13,900	-34,600
<i>Emisiones generadas por el proceso productivo (kg de CO<sub>2</sub>)</i>	2,850	3,740	1,988	2,650	626	340
<b>Balance de emisiones (kg de CO<sub>2</sub>)</b>	<b>-11,050</b>	<b>-30,860</b>	<b>-11,912</b>	<b>-31,950</b>	<b>-13,174</b>	<b>-34,250</b>

Fuente: Elaboración propia basado en Hespul (2009).

Los resultados muestran que en todos los escenarios el balance de emisiones es negativo, es decir, que el proceso de producción genera menos emisiones de las que el sistema ahorrará durante toda su vida útil. El caso que presenta una mayor contribución al medioambiente es la planta fabricada e instalada en Francia, debido principalmente a su mayor tamaño, aunque, lamentablemente, no refleja la realidad ya que la mayor parte de las instalaciones son fabricadas en China.

A la vista de lo anterior, si quisiéramos asignar un valor de emisiones a las instalaciones fotovoltaicas, se debería tener en cuenta tanto el lugar de fabricación como de instalación. Para calcularlo hay que dividir la energía producida por la instalación a lo largo de su vida útil (Biondi y Moretto, 2014; Guisado y Lillo, 2016) entre las emisiones generadas en su proceso de fabricación. Los resultados se presentan en la **Tabla 2.8**.

**Tabla 2.8.** Emisiones de CO<sub>2</sub> por kWh para diferentes localizaciones y lugar de fabricación.

<b>Lugar de fabricación.</b>	China		Europa		España	Francia
<b>Lugar de instalación.</b>	España	Francia	España	Francia	España	Francia
<b>Emisiones</b>	<i>de</i> 83.1	83.3	58.9	58.10	18.6	7.6
<b>CO<sub>2</sub>(gCO<sub>2</sub>/kWh)</b>						

Fuente: Elaboración propia basado en Cui-Mei y Quan-Sheng (2014).

Los valores obtenidos varían entre 8 y 80 gCO<sub>2</sub>/kWh y aunque son cien veces menores que los presentados en la **Tabla 2.5**, presentan una gran dispersión, debiendo tener en cuenta los lugares de fabricación e instalación para el cálculo del LCA.

## 2.4.- Análisis de los resultados.

### 2.4.1 Análisis de las emisiones de CO<sub>2</sub> de las instalaciones fotovoltaicas.

Como se ha visto en el apartado anterior, las emisiones asociadas a la producción de un kWh procedente de una instalación fotovoltaica puede adoptar valores de entre 8 y 80 gCO<sub>2</sub>/kWh. A primera vista, estos resultados son coherentes con los encontrados en la literatura obtenidos por otros investigadores, oscilando estos entre 12 y 68 gCO<sub>2</sub>/kWh (Mulvaney, 2014, Stylos y Koroneos, 2013 y la Oficina Parlamentaria de Ciencia y Tecnología del Reino Unido, 2006). Aunque son valores pequeños comparados con el resto de las tecnologías de generación, el rango obtenido es muy grande, lo que puede resultar insatisfactorio a la hora de definir objetivos y políticas energéticas, siendo necesario continuar con la investigación adicional para interpretar correctamente el significado de los resultados alcanzados en el apartado anterior.

En primer lugar, se observa que lugar en el que se han fabricado las instalaciones influye mucho más que la ubicación de la planta. Aunque solo se han analizado dos países como posibles emplazamientos, Francia y España, se trata de sistemas con distinta estructura de generación en el mercado mayorista y con diferentes niveles de irradiación, sin embargo, presentan niveles de emisiones muy parecidos.

Podemos explicar la diferencia entre nuestros resultados y los existentes en la literatura debido a que nuestro modelo adopta hipótesis muy conservadoras, consecuencia de la regulación española, y considera solo la energía que es aprovechada por el usuario que vende electricidad a la red y que sólo se considera la energía útil, perdiendo entre un 32 a un 38%, según la ubicación.

Es interesante comparar las emisiones de carbono asignadas para un sistema fotovoltaico residencial con las de otras tecnologías renovables. La comparación se limita aquí a la energía eólica y a la hidráulica, que a menudo se consideran los competidores directos de la fotovoltaica. La comparación con la opción nuclear no sería pertinente, ya que habría que integrar demasiados otros factores (almacenamiento de los residuos nucleares, riesgos de explosión, cuestiones éticas, etc.). La **Tabla 2.9** muestra los datos de cuatro autores que han realizado trabajos comparativos sobre las emisiones de carbono asignadas a distintos tipos de energías renovables.

**Tabla 2.9.** Emisiones de CO<sub>2</sub> por kWh para diferentes tecnologías renovables.

	Hidráulicas	Eólicas	Fotovoltaica
<i>Pehnt (2006)</i>	(10-13)	(9-11)	104
<i>Jacobson (2008)</i>	(17-22)	(2.8-7.4)	(19-59)
<i>Evans (2009)</i>	41	25	90
<i>Mulvaney (2014)</i>	12	5	35

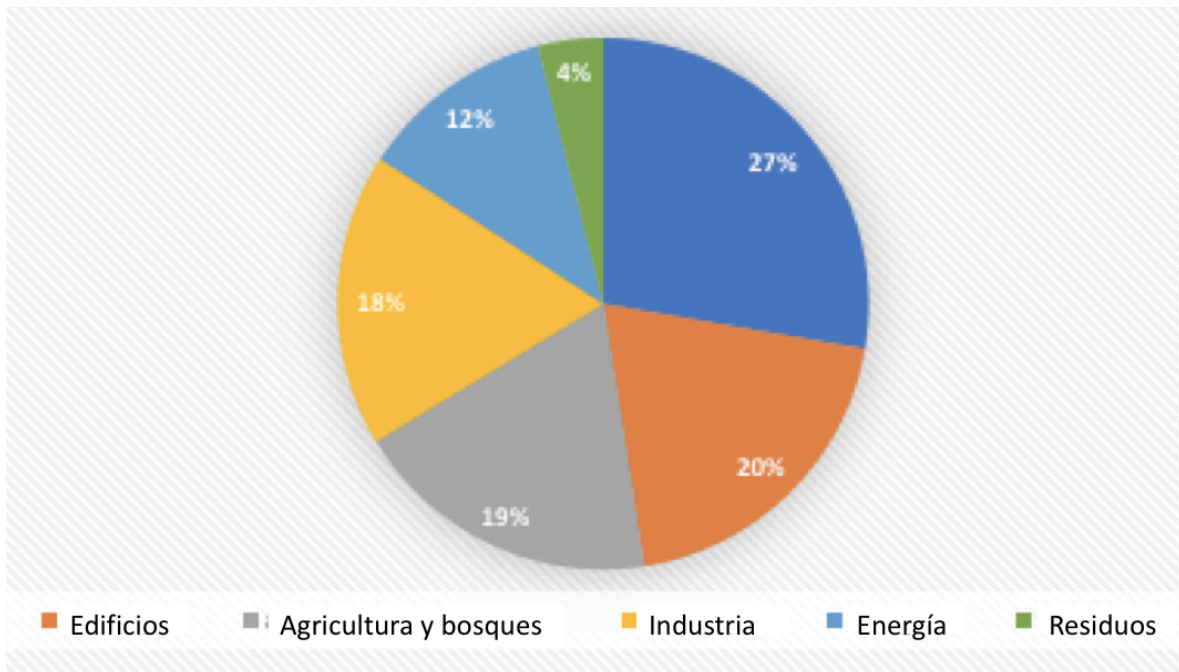
Fuente: Elaboración propia basado en Pehnt (2006), Jacobson (2008), Evans (2009) y Mulvaney (2014)

Del análisis de la tabla, se pueden destacar dos ideas principales: La primera es que, en todos los casos, la energía fotovoltaica presenta un valor de emisiones unitarias superior al estimado para el resto de las tecnologías, y la segunda es la gran dispersión que existe entre los distintos autores. Esto se debe a lo complejo del cálculo, así como gran número de factores involucrados, lo que provoca la gran dispersión en los resultados. De cualquier forma, la determinación de las emisiones de carbono de una fuente de energía a partir del LCA es un buen método para estimar el impacto de cada iniciativa en el medio ambiente y comparar sus efectos en distintos países.

#### 2.4.2. Contribución al Acuerdo de París.

Como se ha analizado en los apartados anteriores, el hecho de que los usuarios residenciales instalen generación fotovoltaica hace que la demanda eléctrica que llega al mercado mayorista disminuya en las horas de sol, reduciendo así la generación del sistema y, consecuentemente, las emisiones producidas por la última unidad de generación incorporada. Tanto en el caso de España y Francia, esta generación marginal procede de combustibles fósiles, disminuyendo proporcionalmente a sus emisiones específicas. La contribución a la reducción de emisiones de cada individuo es modesta, si bien su implantación masiva podría cancelar las emisiones del sector eléctrico, ayudando al cumplimiento de los compromisos nacionales (INDC).

**Figura 2.7.** Emisiones por sectores económicos en Francia



Fuente: Elaboración propia con datos de Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2016)

En la **Figura 2.7** se muestra el caso de Francia donde se observa que el sector eléctrico es el responsable del 12% de las emisiones. Este valor, mucho menor que el de España, se explica gracias a la gran proporción de generación nuclear e hidráulica (libre de emisiones) que

dispone, según se vio en la **Tabla 2.5**. Aunque las emisiones medias son mucho menores en Francia que en España, las marginales son significativamente mayores, ya que el ajuste lo hacen con centrales de fuel en vez de con ciclos combinados.

En la **Figura A-2** del anexo se presenta la producción horaria en el día de máximas emisiones en Francia (14 de diciembre 2016). La potencia máxima asociada a generación fósil asciende a cerca de 9,000 MW, de los cuales 300 MW corresponden a fuel-oíl, 1,800 MW a carbón y 6,900 MW a ciclos combinados (gas). Para sustituir esta generación por los sistemas residenciales antes descritos serían necesarios instalarlos en 4.5 millones de viviendas, lo que parece razonable ya que existen 27 millones de viviendas, de las que el 40% corresponden a unidades unifamiliares<sup>6</sup>. Si se instalaran más de los 4,5 millones de instalaciones antes mencionadas, estarían desplazando generación libre de emisiones (hidráulicas) no teniendo sentido medioambiental. Las primeras 150,000 instalaciones compensarían las emisiones producidas por el fuel-oíl, evitando de 0,207 Tm. de CO<sub>2</sub>, que serían las más eficientes. Una vez eliminado el fuel-oíl, los 3,45 millones de instalaciones siguientes servirían para compensar las emisiones de los ciclos combinados evitando unas emisiones de 3,28 Tm. de CO<sub>2</sub>. El resto, es decir, 900,000 compensarían las emisiones generadas por las centrales de carbón, reduciendo 1,76 Tm. de CO<sub>2</sub> adicionales. En definitiva, la puesta el servicio de los 4,5 millones de instalaciones residenciales aportarían al compromiso francés 5,24 Tm. de CO<sub>2</sub>.

En el caso español el problema es análogo al francés. Aunque presenta emisiones marginales inferiores, al ser las últimas unidades en entrar ciclos combinados en lugar de centrales de fuel-oíl, las emisiones medias son muy superiores, al tener mucha menos generación hidráulica y nuclear (**Tabla 2.5**). En la **Figura A-3** del anexo se muestra el mix de generación en España el día de máximas emisiones, encontrándose que el carbón y el ciclo combinado representan aproximadamente 7,000 MW y 8,000 MW en horas punta. Para desplazar estas tecnologías serían necesarios la instalación de 10 millones de dispositivos, suponiendo que, en media, se instala una potencia de 1.5 kWp como se ha visto anteriormente, existiendo suficientes unidades para su instalación. Esta nueva generación reduciría 6.45 Tm. de CO<sub>2</sub> procedente de la generación de carbón y las 3.07 Tm. de CO<sub>2</sub> de los ciclos combinados, lo

---

6 Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (2016)

que hace un total de 10.52 Tm. de CO<sub>2</sub> que se dejarían de emitir. En la **Tabla 2.10** se presentan los valores de las emisiones evitadas, así como una estimación de las inversiones necesarias para su puesta en servicio.

**Tabla 2.10. Inversión necesaria y emisiones evitas en Francia y España.**

	Total hogares equipados	Tecnología sustituida	hogares	Emissiones compensadas	Total Emisiones evitadas	Inversión unitaria	Inversión Total
				(Tm. CO <sub>2</sub> )	(Tm. CO <sub>2</sub> )	(€)	(millones €)
<i>Francia</i>	4.5 millones	fuel	150,000	0.21	5.24	2,700	12,200
		gas	3,450,000	3,28			
		carbón	900,000	1,76			
<i>España</i>	10 millones	gas	5,400,000	3.07	9.52	2,450	24,500
		carbón	4,600,000	6.45			

Fuente: Elaboración propia a partir de REE (2016) y RTE (2016).

## **2.5. Conclusiones y recomendaciones de política energética.**

La información procedente de los contadores inteligentes y la reducción de los costes de las instalaciones fotovoltaicas, abre al usuario residencial nuevas oportunidades de ahorro en la factura eléctrica, así como de realizar una gran contribución al medioambiente. En este capítulo se presenta un modelo que, partiendo de las curvas de demanda horaria de los consumidores determina el tamaño de la instalación óptima, ofrece un análisis de rentabilidad económica y contribución a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. De esta manera, el trabajo persigue dos objetivos principales:

- El desarrollo de un algoritmo que, utilizando las curvas de carga horaria de los contadores inteligentes del usuario individual, los costes de las instalaciones y la parte variable de la factura eléctrica, determine el tamaño óptimo de la planta y su rentabilidad asociada.
- La estimación del ahorro de emisiones que tendría la instalación propuesta, así como el impacto que tendría la instalación masiva de las mismas en el cumplimiento de los compromisos nacionales al Acuerdo de París.

Se han realizado estudios para usuarios característicos en tres emplazamientos determinados (Sevilla, Madrid y Marsella) siendo rentables en todos los casos. Como cabía esperar, cuanto mayor sea la irradiación y mayor sea el precio de la electricidad, mayor será la rentabilidad de las instalaciones (por lo que Sevilla es la más rentable). La potencia fotovoltaica que el modelo propone instalar es aproximadamente un tercio de la contratada desperdiciando cerca del 40% de la energía producida, ya que no existe demanda suficiente en los momentos en los que se produce. Dado que la metodología propuesta es general, este cálculo podría realizarse para cualquier usuario y para cualquier emplazamiento.

Aunque las rentabilidades actuales son bastante reducidas (entorno al 4%) es de esperar que las reducciones de los costes de inversión y la estabilización de los precios de la electricidad, harán que la rentabilidad de este tipo de instalaciones aumente en los próximos años.



Para estimar el impacto ambiental se analiza el equilibrio en el mercado de generación horaria, calculando la reducción por emisiones de la energía desplazada. Las emisiones producidas en su proceso de fabricación e instalación vienen determinadas por las emisiones marginales del país en que son producidas. Los resultados muestran que, independientemente del lugar de fabricación e instalación, estos dispositivos realizan una contribución medioambiental positiva e importante.

Es significativo la importante contribución medioambiental que estas instalaciones representan en Francia (al menos para las primeras instalaciones) ya que la energía desplazada proviene de las centrales de fuel-oil (673 g CO<sub>2</sub>/ kWh) a pesar de las bajas emisiones medias de este país.

Por último, se hace una estimación de la posible contribución de estas instalaciones a los INDC de Acuerdo de París (COP-21). La comparación de la contribución de las emisiones individuales con el número total de emisiones del sector eléctrico por tecnología en cada país nos lleva a estimar que, en el caso de Francia, serían necesario instalar estos dispositivos en 4.5 millones de clientes que reducirían en casi 5 Tm. de CO<sub>2</sub> para compensar las emisiones del sector, no produciendo ningún efecto medioambiental instalar un mayor número de instalaciones. En el caso español, podría instalarse para la totalidad de las viviendas unifamiliares, obteniendo una reducción total de emisiones de más de 10 Tm. de CO<sub>2</sub>, lo que representa una parte importante de sus compromisos nacionales.

La inversión necesaria para desarrollar estas instalaciones asciende a 12,000 y 25,000 millones de euros para Francia y España respectivamente.

Finalmente, y como consecuencia de este análisis, podemos proponer algunas recomendaciones al Regulador que favorezcan su desarrollo ordenado. La instalación de energía solar residencial parece ser una forma eficiente de reducir los niveles de emisiones, razón por la cual la Administración debe servir de catalizador y facilitador de este despliegue.

Para ello, y dado que la inversión puede ser una barrera de entrada para los usuarios, la Administración:

- Debe fomentar acuerdos con asociaciones de instaladores de modo que se puedan establecer precios fijos (o máximos) para cada tipo de instalación, evitando el posible abuso del contratista debido al desconocimiento técnico del usuario.
- Debe crear un centro de compras que posibilite la adquisición masiva de paneles fotovoltaicos e inversores en origen, capturando importantes economías de escala, reduciendo numerosos márgenes comerciales y asegurando la calidad de los equipos. Este hecho reduciría la inversión de forma significativa.

No solo la inversión es una barrera de entrada para el despliegue masivo de las instalaciones fotovoltaicas residenciales; los trámites y tasas administrativas también representan un problema para muchos usuarios que podrían estar interesados en este tipo de instalaciones. Para minimizarlos, y a la vista de su interés social, la Administración debería eliminar todos los impuestos y tasas asociados a la puesta en marcha de este tipo de instalaciones. Por otra parte, y dado que el diseño propuesto no realiza ninguna venta de energía y es una tecnología madura y segura, debe eliminarse toda autorización previa y toda verificación por parte del instalador, informando a posteriori a la Administración.

La existencia de empresas de servicios que pudieran realizar la supervisión, mantenimiento y revisión de las plantas, proporcionaría al cliente un alto nivel de confianza. Estas empresas podrían realizar la inversión recuperando estos importes de ahorro energético a lo largo de un período de tiempo (régimen ESCO<sup>7</sup>). Las iniciativas de financiación tipo *crown funding* podría ser una forma idónea para financiar este tipo de proyectos.

Por último, desde la Administración se podrían habilitar líneas de crédito a bajos tipos de interés y garantías limitadas que, dado los niveles actuales de los tipos de interés, no le supondría ningún coste, facilitando así su desarrollo sin necesidad de aportar recursos públicos.

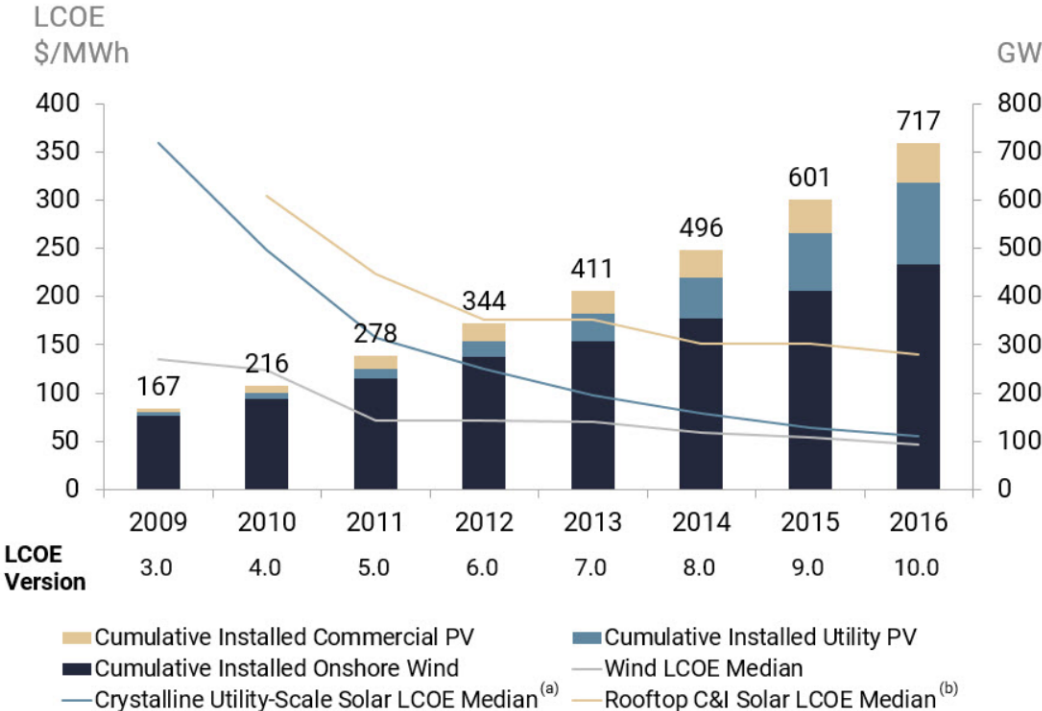
---

<sup>7</sup> Empresa de servicios energéticos.

Aunque las conclusiones y propuestas de este trabajo entendemos son válidas, se podrían obtener valores de rentabilidad más precisos (y superiores) si en vez de utilizar una tarifa plana para la energía, se trabajara con valores horarios y tarifas de acceso de varios periodos, obteniendo mayores rentabilidades. También se podría considerar la posibilidad de incluir almacenamiento (baterías) y vender (o usar) los excedentes de energía no valorados en este trabajo.

## 2.6. Anexo.

**Figura A.1** Evolución de la potencia y costes fotovoltaicos 2009 -2016.



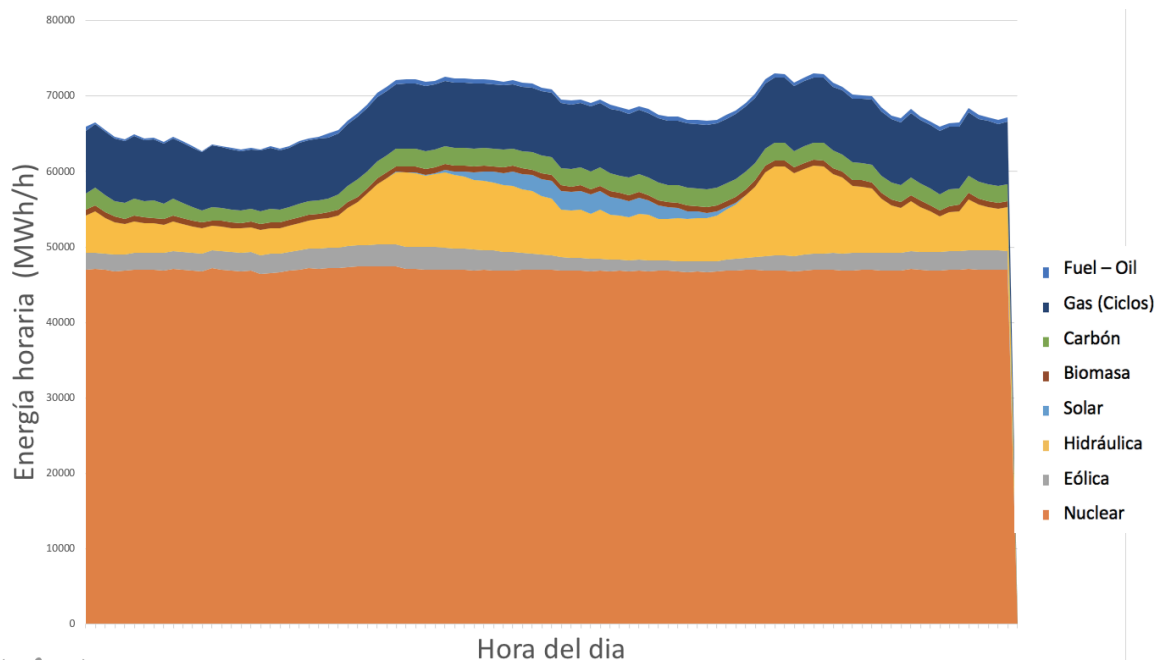
Fuente: Lazar (2016)

### **Figuras A.2 y A.3**

En las **Figuras A.2 y A.3** se presentan las tecnologías de generación que cubrieron la demanda del 14 de diciembre de 2016 en Francia y España. Las tecnologías están ordenadas por las ofertas que han realizado en el mercado, encontrándose en la parte superior las asociadas a combustibles fósiles (fuel-oil, carbón y gas). La **figura A.2** muestra que cerca del 70% de la producción en Francia se genera con energía nuclear y que las emisiones marginales corresponden a la utilización de fuel-oil. La **figura A.3** presenta la misma información para el caso español, donde las tecnologías utilizadas son mucho más diversas, presentando una mayor proporción de tecnologías emisoras de carbono es mayor, aunque las emisiones marginales son las asociadas a ciclos combinados (gas natural), que presentan unas emisiones significativamente inferiores al fuel-oil de Francia.

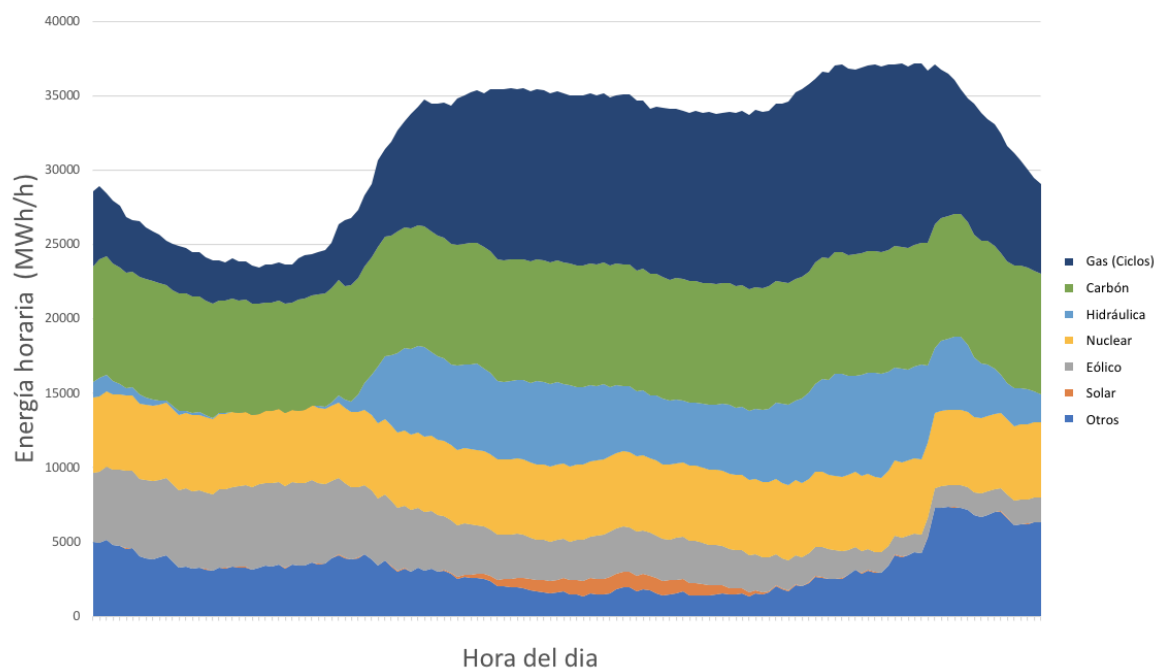
Esta información está disponible para cada hora del año en RTE y REE para Francia y España, respectivamente.

**Figura A.2** Cobertura de la demanda por tecnologías en Francia el 14 de diciembre de 2016.



Fuente RTE (2016) y elaboración propia.

**Figura A.3** Cobertura de la demanda por tecnologías en España el 14 de diciembre de 2016.



Fuente: REE (2016) y elaboración propia.

---

## ***Capítulo 3:***

### ***Calidad de servicio, retribución de la distribución y marco regulatorio.***

#### ***Algunas evidencias de los sistemas europeos.***

---

### **3.1. Introducción.**

Desde principios de la década de los ochenta, los reguladores públicos, buscando la mejora de la eficiencia de los sistemas eléctricos, han introducido multitud de desarrollos normativos. La primera iniciativa en este sentido se aplica en Chile en 1982 con el fin "de mejorar la competitividad, la calidad de servicio a los consumidores y reducir los costes en el sector de la energía eléctrica". Con la introducción comercial de nuevas tecnologías de generación, en particular el ciclo combinado, el concepto de empresa verticalmente integrada perdió sentido, haciendo posible la desintegración del sector, configurándose como negocios independientes la generación, comercialización, el transporte y la distribución. Si bien, en los dos primeros, los cambios tecnológicos han propiciado que tenga sentido la introducción de la competencia, la distribución y el transporte, al presentar características de monopolio

natural, deben ser regulados, para garantizar la igualdad de oportunidades, eliminar los posibles fallos del mercado (barreras de entradas) y disminuir los costes globales del sistema. Lo que los organismos reguladores deben garantizar es que las ganancias derivadas de la introducción de la competencia en la generación y la comercialización, sean superiores de los costes de la regulación de las actividades de red (transporte y distribución).

Sobre la forma de regular estos monopolios naturales, a lo largo de estas décadas se han aplicado distintos modelos. El principio común es garantizar una retribución suficiente para cubrir sus costes razonables (principio de suficiencia) así como un conjunto de incentivos y penalizaciones de forma que el distribuidor, normalmente empresa privada, oriente sus actuaciones hacia los objetivos del regulador.

Aunque la casuística es diversa y no hay modelos puros, se pueden clasificar los modelos de regulación en dos bloques: los basados en costes y los basados en incentivos. Entre los primeros se pueden destacar el “*Cost Plus*” y el “*Rate of Return*”, que aseguran los márgenes de los costes incurridos o la obtención de una rentabilidad mínima sobre los recursos empleados, mientras que entre los basados en incentivos se pueden destacar el “*Price Cap*”, “*Revenue Cap*” y el “*Yardstick*”, que comparan ciertos aspectos de la actividad, con valores “óptimos” que sirven de referencia. La correcta definición del modelo de regulación es clave en la sostenibilidad a largo plazo del sector eléctrico, ya que, debido a la inercia que presenta el sector, reducciones por encima de lo razonable podrían tener efectos muy negativos a largo plazo.

El presente capítulo analiza el comportamiento de la distribución eléctrica en Europa en el período 2004-2008, para lo que se han usado información pública y homogénea procedente de los agentes reguladores nacionales. El objetivo de la investigación es doble, por una parte, analizar el efecto que tiene la retribución que reciben las compañías de distribución sobre la calidad de servicio, y por otro analizar cuál de los distintos modelos reguladores resulta más eficiente, esto es, a igualdad de retribución (coste para el sistema) cuál proporciona una mejor calidad de servicio.

El resto de este capítulo se estructura en cuatro secciones. En la primera se revisa la literatura sobre sistemas reguladores y calidad de servicio de suministro eléctrico. A continuación, en la sección 3.2, se explican los datos que hemos empleado para llevar a cabo nuestras

estimaciones. En la 3.3. se describe el modelo sobre la calidad que sirve de base para nuestras estimaciones y se comentan los resultados obtenidos en dichas estimaciones de panel de datos. Finalmente, se exponen las principales conclusiones obtenidas y plantea un conjunto de recomendaciones a las Agencias Reguladoras.

## **3.2. Antecedentes de investigaciones anteriores sobre modelos reguladores y calidad del suministro eléctrico**

En este apartado se presentan algunos trabajos sobre la calidad del suministro eléctrico desde una perspectiva cercana a la planteada en este artículo. En primer lugar, podemos destacar el trabajo de Rivier y Gómez (2003) sobre la regulación de la calidad del servicio eléctrico español. Estos autores plantean que el objetivo de la regulación debe consistir en controlar que las compañías suministren electricidad a cada uno de los clientes en unos niveles de calidad mínimos establecidos en relación a su remuneración global. En esta línea, Fumagalli y Lo Schiavo (2009), estudian la evolución de la calidad del suministro eléctrico en Italia, establecen que los modelos reguladores persiguen cuatro objetivos principales desde el punto de vista de la calidad del servicio: recoger información que esté disponible para el consumidor realizando de esta forma una publicación que muestra una comparativa entre las compañías que operan en el sector; proteger a los clientes que reciban la peor calidad del suministro mediante la definición de unos valores mínimos que las distribuidoras deban suministrar a sus clientes; promover mejoras que repercutan en el servicio; y, finalmente, establecer un marco en el mercado donde los clientes tengan la posibilidad de negociar una mejor calidad de suministro eléctrico, a cambio de unas compensaciones económicas a las empresas reguladas.

Dos de los aspectos claves analizados en esta literatura han sido los efectos de la regulación por incentivos en la calidad del suministro y la introducción de esta última como variable dentro del estudio de los mecanismos de contraste. El impacto de la regulación incentivada fue considerado por primera vez en la reestructuración de la industria de telecomunicaciones británica. Desde entonces esta regulación se ha ido introduciendo en la industria eléctrica, surgiendo numerosos estudios que han analizado la relación entre los incentivos y la calidad



del suministro. Entre estos estudios se pueden encontrar los realizados por Waddams Price et al. (2002), Tangeras (2003), Ter-Martirosyan (2003), Weisman (2005), Sappington (2005) y Jamasb y Pollit (2007). La hipótesis común en todos estos estudios es que la calidad del servicio eléctrico disminuye en ausencia de un marco regulador no incentivado – principalmente debido al *trade-off* entre costes y calidad–. Waddams Price et al. (2002) analizan para diferentes sectores de la economía del Reino Unido si tanto los Reguladores como las empresas reguladas adoptan un comportamiento lógico desde el punto de vista de la teoría económica, todo ello dentro de un modelo incentivado para ofrecer una buena calidad del servicio. En su análisis encuentran inconsistencias entre los reguladores, y advierten que los niveles de calidad del servicio podrían ser “demasiado elevados” desde el punto de vista económico, - esto es, el incremento de costes generado para obtener esa mejora puede exceder al valor aportado al consumidor–. Ter-Martirosyan (2003) examina el impacto de los reguladores incentivados aplicados por el Estado en aspectos distintos de la calidad del servicio eléctrico, tales como la duración media (tiempo) y la frecuencia de las interrupciones (número) en la industria eléctrica de los Estados Unidos. En su estudio, encuentra que los reguladores incentivados están asociados con un incremento de la duración media de las interrupciones eléctricas si no se acompañan de medidas explícitas de *benchmarking* en la calidad del servicio. Tangeras (2003) y Weisman (2005) analizan cada uno de ellos un modelo regulador en particular. El primero de ellos analiza las consecuencias que tiene en la calidad del servicio el introducir un modelo regulador basado en la comparación con un modelo teórico (*Yardstick*) en un duopolio, mientras que el segundo examina el efecto de los incentivos en las inversiones de la calidad del servicio dentro de un régimen de Price-cap. Para Tangeras (2003), el sistema *Yardstick* consigue resultados relativamente buenos en términos de eficiencia del sistema y de niveles de calidad, dado que los indicadores de calidad son cuidadosamente elaborados y los *cost-reimbursements* diseñados apropiadamente. Por su parte, Weisman (2005) establece que adoptar un modelo *Price Cap* podría debilitar el sistema de incentivos a la hora de invertir en la calidad del servicio. Lo mismo podría suceder, según él, en un marco basado en penalizaciones.

Sappington (2005) realiza una revisión sobre la literatura económica de la regulación de la calidad, concluyendo que no existen soluciones simples para una correcta y efectiva regulación de la calidad, soluciones que dependen de la información de los reguladores, de

cuestiones institucionales y de las preferencias de los consumidores. Finalmente, Jamasb y Pollit (2007) revisan la experiencia del sector eléctrico del Reino Unido bajo un regulador incentivado, mostrando que las leyes reguladoras incentivadas promueven reducir los costes de las empresas, adecuar los precios y disminuir las pérdidas, a la vez que se mantiene la calidad del servicio.

Respecto a la introducción de la calidad del servicio eléctrico como variable de comparación, destacamos los estudios de Giannakis *et al.* (2005) y Growitsch *et al.* (2005). Existen Otros estudios como los desarrollados por Jamasb y Pollit (2000, 2008) o Hattori *et al.* (2003), en los también utilizan modelos de *benchmarking*, pero la calidad del servicio no es la variable central. Giannakis *et al.* (2005) realizan un estudio de comparación homogénea incorporando la calidad del servicio para las empresas de distribución del Reino Unido, utilizando para ello la técnica DEA. De acuerdo con sus conclusiones, es preferible incluir la calidad del servicio en un modelo regulado por comparaciones (*benchmarking*) que emplear modelos basados exclusivamente en costes. Growitsch *et al.* (2005), por el contrario, realizan un análisis de la eficiencia de las redes de distribución eléctrica usando una muestra de 500 empresas de distribución tomadas de siete países diferentes de la Unión Europea. Estos autores emplean un modelo de SFA para medir la eficiencia en costes, primero incorporando la calidad del servicio y luego prescindiendo de ella. Su principal conclusión es que la introducción de la calidad del servicio como variable dentro del estudio afecta significativamente a las estimaciones de la eficiencia realizadas.

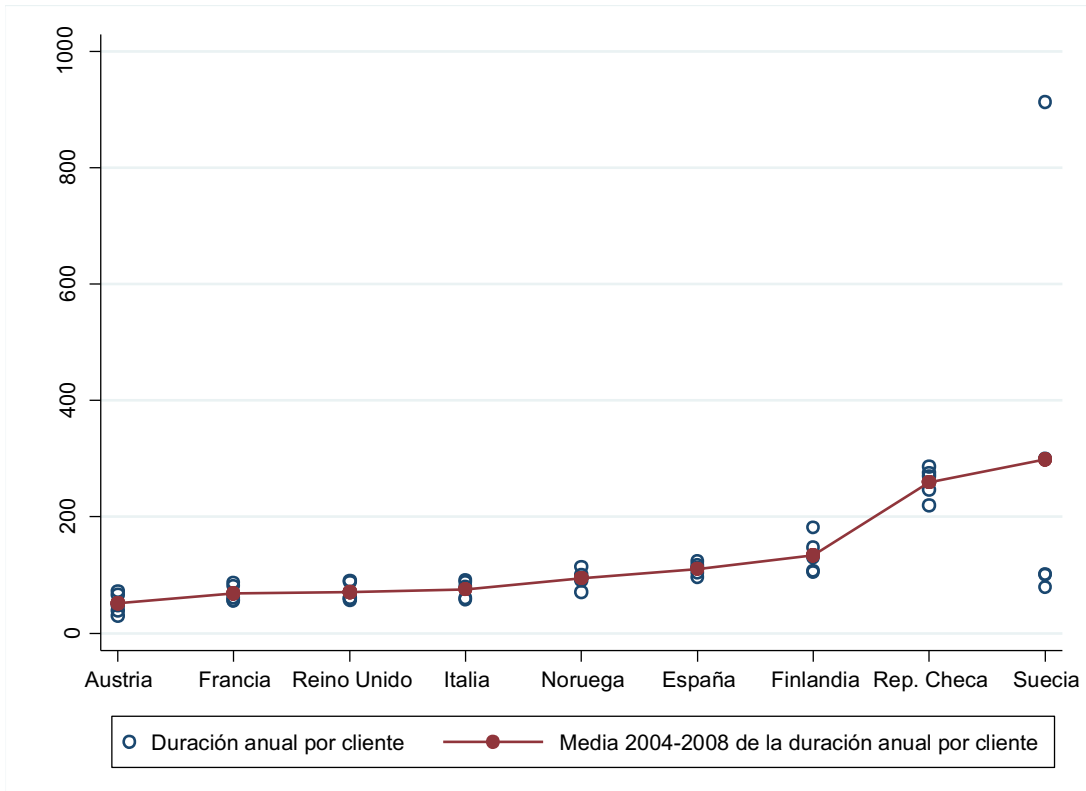
### **3.3. Datos e información utilizada.**

Las variables fundamentales del modelo son la calidad de servicio, la retribución base y los incentivos. Los datos sobre estas variables se obtienen para el período 2004-2008 de forma completa y homogénea para los países Austria, República Checa, Finlandia, Francia, Italia, Noruega, España, Suecia y Reino Unido, lo que configura un panel de cinco años con nueve países. Toda la información procede de fuentes públicas proporcionadas por las agencias reguladoras de cada país: Austria, *E-control*; Finlandia, *Energy Market Authority (EMV)* y *Energiateollisuus*; Francia, *Regulatory Commission of Energy (CRE)*; Italia, *Regulatory Authority for Electricity Gas and Water*; Noruega, *Norwegian Water Resources and Energy*

*Directorate (NVE); República Checa, Office for the Protection of Competition (UOHS); España, Comisión Nacional de la Energía (CNE) y Ministerio de Industria, Energía y Turismo; Suecia, Svensk Energi; y Reino Unido, Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).* Al disponer de datos para distintos países y durante varios años podemos estimar un panel de datos que permitirá controlar las distintas fuentes de variación (intragruppo y entreguppo) de nuestras variables. El panel propuesto es hasta cierto punto reducido, lo cual se explica por la necesidad de obtener datos homogéneos a nivel de países de un determinado sector. No resulta extraño encontrar en la literatura trabajos con paneles pequeños sobre este tipo de análisis (Bonnet *et al.* 2012, Mahmoud 2006 y Moreno y López 2011).

El objeto del estudio es determinar las causas que influyen en los niveles de calidad de servicio en el suministro eléctrico, para lo que se analiza su relación con los niveles de retribución y el modelo regulativo empleado. Existen al menos cinco magnitudes que pueden ser utilizadas para medir la calidad de servicio: el tiempo de interrupción medio, el número medio de interrupciones, los niveles de tensión, la calidad de la onda suministrada y la calidad en la atención comercial. Una descripción completa de estas áreas puede ser encontrada en el *5th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2011* (CEER, 2012). Asimismo, los valores medios se pueden calcular tanto por cliente como por potencia instalada. De todas las anteriores métricas la más sensible para el mercado y la más comúnmente usada en este tipo de análisis es el tiempo de interrupción medio por cliente (SAIDI) medido en minutos, y es que se va a usar para analizar la eficiencia de los sistemas de distribución de cada país. En la **Figura 3.1** se puede presentar la variación de esta magnitud para cada uno de los países, así como también su valor medio. Se observa la mayor variabilidad y valores promedios de los países del norte de Europa, especialmente Suecia, debido a sus especiales condiciones meteorológicas.

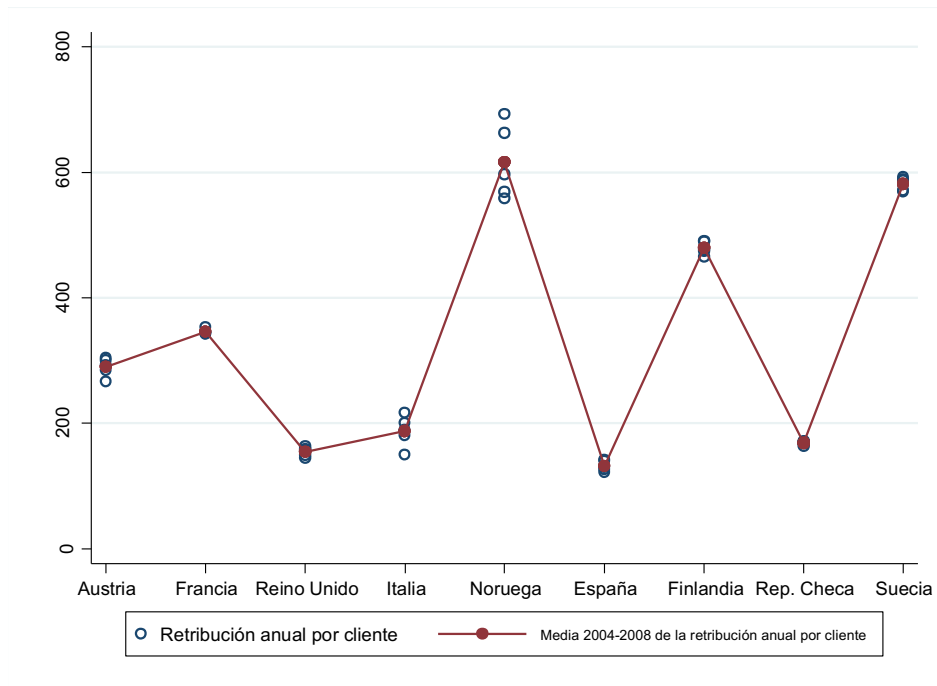
**Figura. 3.1.** Minutos de interrupción por cliente (SAIDI). 2004-2008.



Fuente: Elaboración propia a partir de CEER (2012).

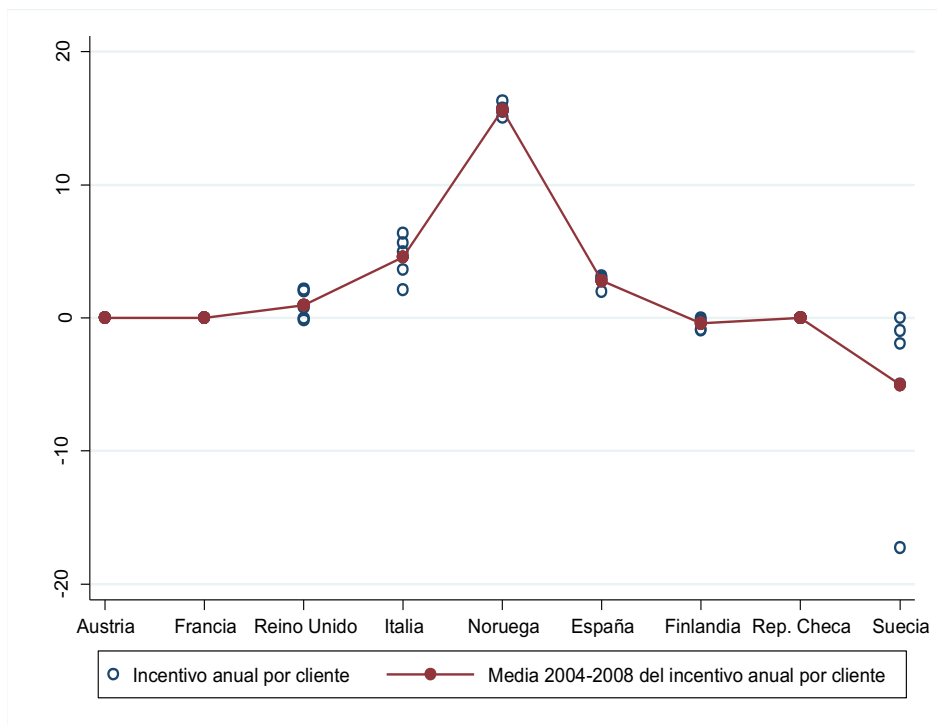
Las variables que se usaran para explicar dichos niveles de calidad de servicio son fundamentalmente la retribución base de las compañías (**Figura 3.2**) y los incentivos (**Figura 3.3**), positivos o negativos, que hayan podido recibir. Asimismo, al final de la sección siguiente analizaremos también el efecto dinámico sobre la calidad de la inversión llevada a cabo por las compañías en los diferentes países analizados.

**Figura 3.2.** Retribución base por cliente. 2004-2008.



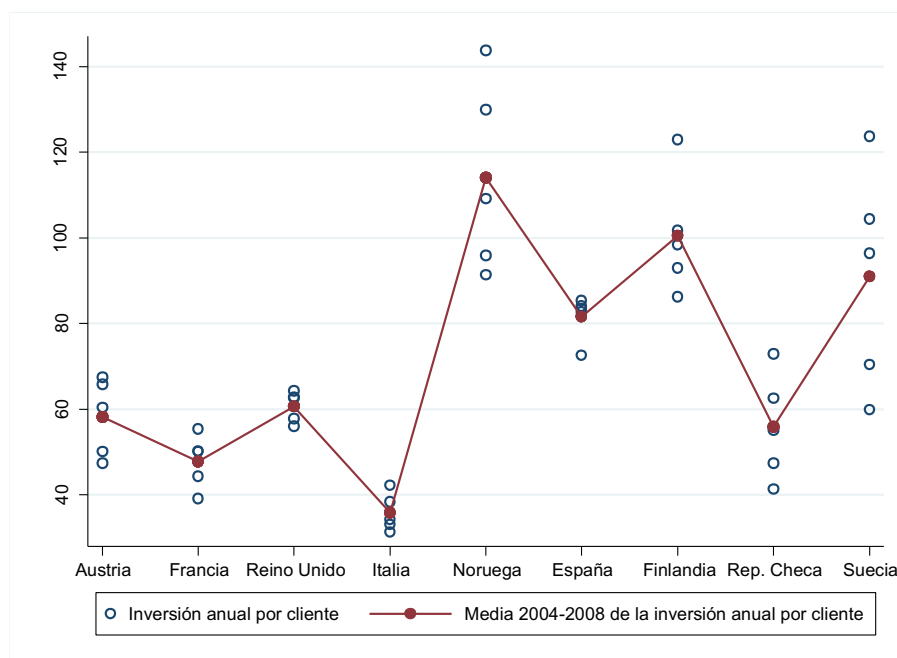
Fuente: Elaboración propia a partir de CEER (2012).

**Figura 3.3.** Incentivos por cliente. 2004-2008.



Fuente: Elaboración propia a partir de CEER (2012).

**Figura 3.4.** Inversión por cliente. 2004-2008.



Fuente: Elaboración propia a partir de CEER (2012)

Los niveles más altos de inversión por cliente (**Figura 3.4**) se observan en los países con una mayor duración media de las interrupciones –países donde, además, existe una mayor variación interna de la inversión–. La retribución base muestra un patrón parecido al de la inversión. Noruega, Finlandia y Suecia tienen relativamente altas duraciones y reciben, al mismo tiempo, altos ingresos; mientras que España y la República Checa representan excepciones a este hecho. En cuanto a los incentivos, podemos apreciar casos tan dispares como los de Noruega, con incentivos relativamente altos, y Suecia, con sanciones casi cada año.

Finalmente, a partir de la información obtenida de las distintas agencias reguladoras, podemos asimilar cada país a uno de los modelos teóricos de regulación presentados en la **Tabla 3.1**. De esta manera encontramos cuatro países –Reino Unido, España, República Checa y Noruega– que tienen un sistema regulador muy cercano al modelo de *Revenue Cap*; Francia se puede considerar que utiliza un modelo *Cost Plus*; Finlandia puede ser asociada a un modelo de *Rate of Return*; Suecia a un modelo *Yardstick*; Italia a un *Price Cap*; y finalmente Austria a un modelo *Cost Plus* en los años 2004 y 2005 y a un *Price Cap* el resto

del período<sup>8</sup>. Haciendo uso de estas clasificaciones, se evalúa la eficiencia de cada modelo de regulación.

**Tablas 3.1.** Modelos Reguladores

Modelo		Características	Objetivo
Modelos basados en costes	<i>Cost plus</i>	Se basa en los costes notificados por cada empresa, incluyendo los costes de red, de medición y de servicio al cliente.	Asegurar la sostenibilidad de cada empresa, permitiendo la recuperación de todos sus costes.
	<i>Rate of return</i>	El valor actual de los activos de la empresa determina la retribución asignada. Cubre los costes de explotación y de capital y una rentabilidad sobre el capital. El modelo establece los objetivos de eficiencia a medio y largo plazo.	Promover la eficiencia del sistema. Atraer inversiones en capital.
Modelos basados en incentivos	<i>Price Cap</i>	Separa la dependencia de las ganancias respecto de los costes mediante el establecimiento de un precio máximo.	Incorporar estándares de calidad y rendimiento que compensan/penalizan a las empresas si los logran/incumplen.
	<i>Revenue Cap</i>	Permite a la compañía fijar cualquier nivel de precios, siempre y cuando sus ingresos totales no superen un límite establecido.	Proporcionar incentivos para maximizar las ganancias mediante la reducción de costes. Proporcionar estabilidad en los ingresos.

<sup>8</sup> Aunque los países adoptan sus propias variantes de cada uno de los modelos reguladores, lo cierto es que sus marcos reguladores se acaban asemejando más a uno u otro modelo de regulación.

			Promover inversiones en la red.
	<i>Yardstick</i>	Se utiliza un modelo teórico de referencia para promover la convergencia de costes entre las empresas del sector. El modelo de referencia representa una hipotética red eficiente.	Eliminar las ineficiencias del pasado, mediante el contraste del desarrollo de la industria con un modelo teórico óptimo.

Fuente: Elaboración propia

### 3.4. Modelos y resultados.

Usando los datos presentados en la sección anterior se proponen una serie de estimaciones de datos de panel con el objetivo de analizar la dependencia de la calidad de suministro con los niveles de retribución de la actividad de distribución eléctrica. La retribución que las compañías eléctricas obtienen del regulador constituye la mayor parte de sus ingresos, aunque también pueden tener ingresos no regulados como son los del alquiler de contadores, sanciones por fraude a usuarios, servicios de construcción e ingeniería, ... etc. De una forma intuitiva se podría esperar que a mayores niveles de retribución la calidad de servicio fuera consecuentemente mejor, *ceteris paribus*. Una vez se tenga este análisis, se puede analizar también qué país presenta un uso más eficiente de los recursos y de una forma derivada, cuál es el modelo de retribución más eficiente. Es decir, se podría formular la pregunta de cómo, ¿existe algún modelo que, para los mismos niveles de retribución, proporcione una mejor calidad de servicio al mercado? Adicionalmente se analiza el papel de los incentivos y las penalizaciones para estudiar su influencia en el comportamiento de las compañías de cada país. Una característica relevante de la técnica de panel de datos es que permite controlar heterogeneidad no observada asociada a cada unidad muestral del panel (en nuestro caso países europeos).



A efectos de facilitar la comparación entre países y de resolver posibles problemas de heteroscedasticidad, se han realizado algunas transformaciones en los datos originales. En primer lugar, las variables monetarias, que son la retribución y los incentivos, son expresadas en términos reales mediante el uso del índice de precios de consumo armonizado de cada país. Además, dado que la variable dependiente (la duración de las interrupciones no planificadas) se mide en minutos perdidos por cliente y año, también se ha expresado aquellas variables reales en cantidades anuales por cliente, aunque se podrían expresar en vez de por cliente, en función de la longitud de la red eléctrica, la energía distribuida, o incluso una variable sintética de escala basada en todas estas variables (Pollitt, 2005). Finalmente, las estimaciones propuestas expresan la duración de las interrupciones en logaritmos. Por tanto, para aquellas variables explicativas del modelo que también se expresan en logaritmos, como la retribución base en cada país, el coeficiente estimado mide la relación entre ambas variables y podrá ser interpretado como una elasticidad. La variable incentivos, al poder adoptar valores nulos o negativos, no puede ser expresada en logaritmos, por lo que su coeficiente estimado representa una semielasticidad.

Otro aspecto importante en las estimaciones realizadas consiste en asegurar que las variables explicativas son exógenas, es decir, son variables que no contienen información sobre el término de error del modelo. La endogeneidad es un tema que se aborda de forma frecuente en los estudios empíricos relacionados con la regulación del sector eléctrico. Esta puede ser debida a causas tales como la omisión de una variable relevante que está correlacionada con alguna de las variables explicativas, la existencia de errores de medición en estas variables, la existencia de causalidad inversa (simultaneidad), etc. (véase Kennedy, 2008). Al igual que en otros sectores regulados, la presencia de endogeneidad descansa sobre el hecho de que el desempeño del sector eléctrico se ve influido por las reformas en la regulación y, a su vez, el diseño de dichas reformas puede verse influido por el propio comportamiento del sector; es decir, se elige un determinado marco regulatorio con el fin de mejorar ciertas características del sector, pero al mismo tiempo, las empresas reguladas pueden tratar de influir en el diseño de dicho marco regulatorio (Ter-Martirosyan 2003, Jamasb et al. 2004 y Cambini y Rondi 2009). Como se verá en este apartado, el problema de endogeneidad parece no afectar a los regresores que son usados en el estudio. Esto es debido a que la remuneración de cada compañía y los incentivos que reciben se determinan al comienzo de cada año –aunque dichas

cantidades se reciban durante el año de forma gradual–, por lo que no deben verse afectadas por las perturbaciones que afectan a la calidad del suministro a lo largo de un período.

En la **Tabla 3.2** se recoge la estimación de cuatro modelos de panel donde los efectos fijos ( $u_i$ ) se controlan con variables ficticias de país. El modelo de efectos fijos se puede estimar de dos formas: mediante el uso de variables *dummy* para los individuos (países), lo que permite estimar directamente los coeficientes de los efectos fijos individuales o con la transformación intra-grupo de la ecuación estimada, en cuyo caso los efectos fijos y las variables constantes en el tiempo se obtienen de la ecuación transformada, no son estimados de forma directa, aunque se pueden obtener posteriormente. Los modelos propuestos son:

$$\text{Log}(\text{dur})_{it} = \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \beta_2 (\text{inc}/\text{cli})_{it} + \beta_3 (\text{inc}/\text{cli})_{it}^2 + \mathbf{u}_i + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

$$\text{Log}(\text{dur})_{it} = \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \beta_{11} [\log(\text{rb}/\text{cli})_{it} \cdot \text{HQ}_i] + \beta_2 \text{abs}(\text{inc}/\text{cli})_{it} + \beta_{21} [\text{abs}(\text{inc}/\text{cli})_{it} \cdot \text{HQ}_i] + \mathbf{u}_i + \varepsilon_{it} \quad (2)$$

$$\text{Log}(\text{dur})_{it} = \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \sum_{j=1}^4 \beta_{1j} [\log(\text{rb}/\text{cli})_{ij} \cdot S_j] + \beta_2 (\text{inc}/\text{cli})_{it} + \beta_3 (\text{inc}/\text{cli})_{it}^2 + \mathbf{u}_i + \varepsilon_{it} \quad (3)$$

$$\text{Log}(\text{dur})_{it} = \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \beta_2 \text{abs}(\text{inc}/\text{cli})_{it} + \sum_{j=1}^4 \beta_{2j} [\log(\text{inc}/\text{cli})_{ij} \cdot S_j] + \mathbf{u}_i + \varepsilon_{it} \quad (4)$$

Donde subíndices y variables representan la siguiente información:

$i$ : países.

$t$ : períodos (años).

$\text{dur}_{it}$ : interrupciones imprevistas (minutos perdidos por año y cliente).

$\text{rb}_{it}$ : retribución base (millones de euros).

$\text{inc}_{it}$ : incentivos (nulos, positivos o negativos) (millones de euros).

$\text{cli}_{it}$ : número de clientes (millones).

$S_j$ : variables *dummy* de sistemas regulatorios.

$\text{Sw}_{it}$ : variable *dummy* para Suecia, en 2005 y 2007.

$\text{HQ}_i$ : variable *dummy* de países con alta calidad: Austria, Francia, Reino Unido e Italia.

$u_i$ : efecto individual.

$\varepsilon_{it}$ : término de error idiosincrático.

Las cuatro ecuaciones anteriores representan los cuatro modelos propuestos para explicar el comportamiento de los distintos países. El modelo (1) (modelo básico), intenta explicar la duración media de las interrupciones de suministro en función de los niveles de retribución base y de los incentivos por cliente. En el caso de los incentivos se consideran tanto incentivos como penalizaciones, cada uno con su correspondiente signo. El modelo (2) analiza el comportamiento de las variables explicativas diferenciando dos grupos países, los que muestran niveles relativamente altos de calidad de servicio y los que presentan niveles bajos. Finalmente, en los modelos (3) y (4), se trata de discriminar por modelo regulador, para tratar de analizar el nivel de eficiencia de cada uno.

Después de algunas pruebas, se ha decidido no usar la variable de inversión por cliente, ya que afecta de forma dinámica a dos variables del modelo: la retribución por cliente (la inversión del período actual afecta a la retribución del período siguiente, e incluso lo contrario puede ocurrir) y la duración de las interrupciones, con un retraso de hasta dos periodos; la variable inversión hace necesaria pues la introducción de dinámica en el modelo, lo que no resulta posible dado el tamaño de la muestra. Adicionalmente, se ha incluido en todas las estimaciones una variable *dummy* para los años 2005 y 2007 en Suecia, con el fin de controlar el impacto sobre el suministro de electricidad de este país de una serie de tormentas graves producidas en esos años. Esta variable *dummy* resulta claramente significativa en todas las estimaciones.

El test de Hausman sobre efectos fijos o efectos aleatorios no es concluyente con los datos disponibles, probablemente debido al escaso tamaño de la muestra. Por esta razón, se definen las diferentes ecuaciones por efectos fijos, tratando de obtener estimaciones consistentes; el modelo aleatorio es inconsistente cuando los efectos individuales están correlacionados con los regresores, no siendo concluyentes los resultados obtenidos por el test de Hausman.

En cuanto al contraste de endogeneidad de Hausman, se ha realizado sobre cada covariable del modelo por separado. Para implementarlo es necesario definir las variables instrumentales que se van a utilizar en el caso de que un regresor determinado presente endogeneidad. Estas variables instrumentales deben estar correlacionadas con el regresor, pero no con el término de error contemporáneo de la ecuación estimada. Así, las variables utilizadas como instrumentos en nuestras estimaciones van a ser los valores nacionales en el

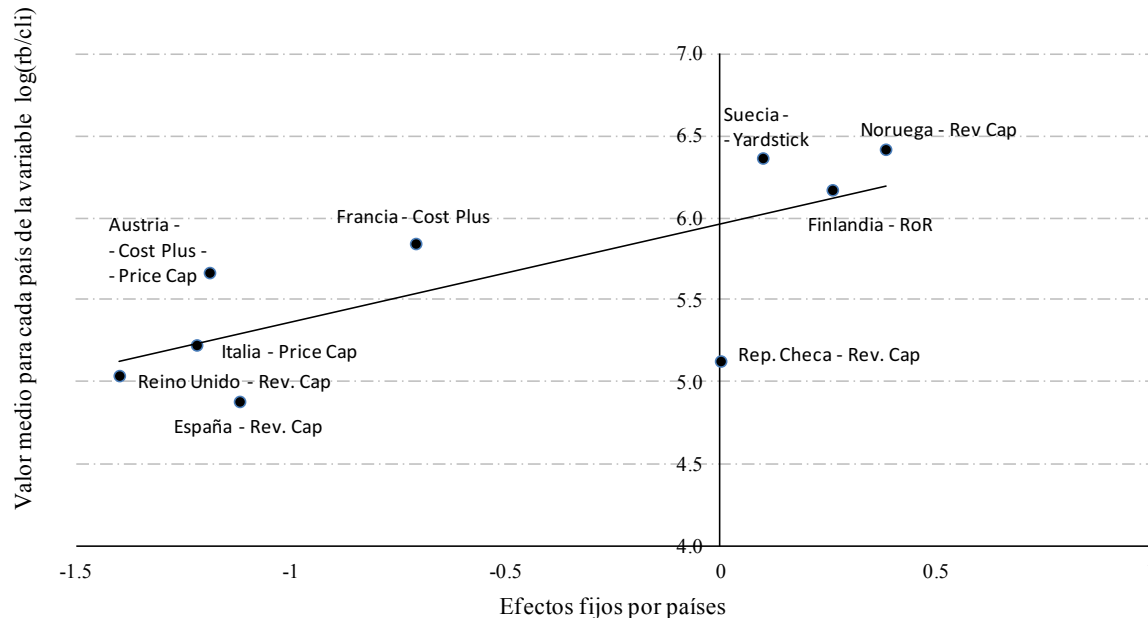
período anterior (en logaritmos) del consumo de electricidad por cliente y de la inversión por cliente. Ambas variables influyen en la retribución y los incentivos que reciben las empresas en el período actual, pero no están correlacionadas con el término de error contemporáneo de la ecuación estimada. La hipótesis nula del contraste sostiene la no existencia de endogeneidad, es decir, las variables explicativas no están correlacionadas con el término de error de la ecuación en el período actual. El modelo estimado con instrumentos es siempre consistente y el modelo estimado sin ellos es inconsistente bajo la hipótesis alternativa, pero consistente y eficiente bajo la hipótesis nula. Después de aplicar el contraste por separado para las variables 'retribución' e 'incentivos', se obtienen respectivamente unos valores del p-valor 0.715 y 0.997, respectivamente; claramente no podemos rechazar la hipótesis nula de ausencia de endogeneidad. Por tanto, los regresores utilizados parecen ser exógenos, siendo más eficiente estimar el panel sin utilizar variables instrumentales. Por último, indicar que las cinco variables ficticias correspondientes a los diferentes sistemas de regulación se han reducido a dos en el contraste de endogeneidad con el fin hacer coincidir el número de variables con el número de instrumentos: una variable *dummy* representa a los modelos tradicionales, *Cost Plus* y *Rate of Return*, y la otra agrupa a los modelos basados en incentivos, *Price Cap*, *Revenue Cap* y *Yardstick*.

**Tabla 3.2:** Modelos explicativos de las interrupciones (minutos perdidos por año y cliente).  
2004-2008. Estimación por efectos fijos.

Regressors	(1)	(2)	(3)	(4)
Ln(rb / cli)	-0.88* <i>0.1</i>	-1.44*** <i>0.01</i>	-1.38* <i>0.07</i>	-0.99* <i>0.1</i>
Ln(rb / cli)*HQ		0.93 <i>0.39</i>		
Ln(rb / cli)*Cost plus			1.54 <i>0.22</i>	
Ln(rb / cli)*Rate of return			4.82 <i>0.16</i>	
Ln(rb / cli)*Price cap			1.64 <i>0.19</i>	
Ln(rb / cli)*Yardstick			-3.02 <i>0.57</i>	
Inc / cli	0.03 <i>0.5</i>		0.0 <i>1.00</i>	
(Inc / cli) <sup>2</sup>	-0.003 <i>0.12</i>		-0.004** <i>0.02</i>	
abs(inc / cli)		-0.08*** <i>0.00</i>		-0.08*** <i>0.00</i>
abs(inc / cli)*HQ		0.09 <i>0.25</i>		
abs(inc / cli)*Rate of return				0.60*** <i>0.00</i>
abs(inc / cli)*Price cap				0.11 <i>0.18</i>
abs(inc / cli)*Revenue cap				0.12 <i>0.24</i>
Reino Unido	-1.4*** <i>0.00</i>	-6.12 <i>0.26</i>	-1.42*** <i>0.00</i>	-1.42*** <i>0.00</i>
España	-1.12*** <i>0.00</i>	-0.97*** <i>0.00</i>	-1.15*** <i>0.00</i>	-1.18*** <i>0.00</i>
Austria	-1.19*** <i>0.00</i>	-6.16 <i>0.3</i>	-9.98 <i>0.14</i>	-1.13*** <i>0.00</i>
Italia	-1.22*** <i>0.00</i>	-5.98 <i>0.27</i>	-9.58 <i>0.14</i>	-1.26*** <i>0.00</i>
Francia	-0.71* <i>0.1</i>	-5.74 <i>0.35</i>	-9.34 <i>0.18</i>	-0.63* <i>0.1</i>
Finlandia	0.26 <i>0.68</i>	0.87 <i>0.15</i>	-29.01 <i>0.17</i>	0.15 <i>0.83</i>
Suecia	0.10 <i>0.89</i>	0.84 <i>0.21</i>	19.93 <i>0.56</i>	0.29 <i>0.72</i>
Noruega	0.384 <i>0.74</i>	2.13*** <i>0.00</i>	1.864 <i>0.28</i>	-0.185 <i>0.92</i>
Constante	10.09*** <i>0.00</i>	12.96*** <i>0.00</i>	12.63*** <i>0.00</i>	10.66*** <i>0.00</i>
Dummy para Suecia	2.44*** <i>0.00</i>	2.56*** <i>0.00</i>	2.44*** <i>0.00</i>	2.63*** <i>0.00</i>
Número de observaciones	45	45	45	45
Número de grupos	9	9	9	9
R <sup>2</sup> ajustado	0.88	0.87	0.91	0.89
R <sup>2</sup> modelo intra-grupos	0.74	0.74	0.82	0.78
R <sup>2</sup> modelo entre-grupos	0.008	0.46	0.09	0.004
R <sup>2</sup> modelo conjunto	0.1	0.24	0.05	0.12
Prob > F (significatividad conjunta)	0.00	0.00	0.00	0.00
Prob > F (F para u <sub>i</sub> =0)	0.00	0.00	0.00	0.00
Prob>chi2 (Hausman: fe vs. re)		0.04	0.01	0.9
corr(u <sub>i</sub> , X)	-0.58	-0.98	-0.99	-0.49
sigma_u	0.72	3.56	13	0.67

Los principales resultados obtenidos en las estimaciones son los siguientes: El coeficiente  $R^2$  ajustado y el  $R^2$  intra-grupos toman valores en torno a 0.9 y 0.8, respectivamente, en todas las especificaciones, mientras que el mayor valor observado del coeficiente  $R^2$  entre-grupos (0.46) es algo menor y se alcanza en el modelo 3 por lo tanto, nuestro modelo explica mejor las variaciones intra-país que las variaciones entre países. El coeficiente  $\rho$ , que relaciona las varianzas del modelo, se sitúa por encima de 0.9, lo que significa que la mayor parte de la varianza de la variable dependiente se debe al efecto individual ( $u_i$ ), no al error idiosincrásico ( $\varepsilon_{it}$ ). Las estimaciones muestran además una correlación entre los regresores y los efectos individuales estimados que toma valores entre  $-0.49$  y  $-1$ , lo que podría dar validez al modelo de efectos fijos frente al modelo de efectos aleatorios, aunque es cierto que esta correlación podría también deberse a la existencia de variables omitidas en nuestro análisis. En este punto, se propone analizar gráficamente la relación entre las covariables del modelo y el efecto individual estimado mediante efectos fijos, una relación clara entre dichas variables supondría una razón más para confiar en los coeficientes de este modelo. La **Figura 3.5** muestra el diagrama de dispersión entre los efectos fijos individuales y la variable retribución. La relación entre ambas variables parece ser positiva: los países ineficientes están recibiendo más fondos (que muestran mayores efectos individuales), posiblemente debido a que necesitan realizar inversiones adicionales.

**Figura. 3.5.** Retribución anual por cliente y efectos fijos por países.



Fuente: Elaboración propia

Con respecto a las covariables del modelo se obtienen los siguientes resultados: La retribución por cliente muestra, en general, un coeficiente (o elasticidad) negativo cercano a  $-1$  en las ecuaciones (1) y (4), a con un nivel de significación del 10%. Esta elasticidad indica que incrementos porcentuales en la retribución base de la actividad de distribución, tendrán como consecuencias disminuciones en el mismo porcentaje del tiempo de interrupción.

La variable de incentivos por cliente, que puede tomar valores negativos, se introduce en el modelo en forma cuadrática en los modelos (1) y (3), de modo que podamos capturar una posible relación no lineal entre esta variable independiente y la dependiente. La variable resulta ser significativa, con el coeficiente del término cuadrático negativo, lo que produce una forma parabólica en la relación entre la duración de la interrupción (en logaritmo) y el incentivo, es decir, la duración tiende a disminuir cuando las empresas reciben tanto incentivos positivos como negativos. Un coeficiente de  $-0.003$  para el término cuadrático (siendo el término de nivel cero) significa que el porcentaje de cambio en la variable duración debido a un cambio unitario del incentivo por cliente viene dado por la función ' $-0.006$  (inc/cliente)', por lo tanto, el cambio porcentual dependerá del nivel actual de la variable explicativa. Si el incentivo por cliente fuera por ejemplo de 3 euros por cliente, con un incremento de 1 euro por encima de esa cantidad se reduciría la duración de las interrupciones

en un 1,8%. Con este resultado, podemos analizar la eficacia de un aumento de la retribución base en comparación con un aumento de los incentivos. Para ello, supongamos un país que tiene 30 millones de clientes y una retribución base anual para el sector de la distribución eléctrica de 3,000 millones de euros. Una elasticidad calidad-retribución igual a  $-1$  significaría, en términos agregados, que un incremento de un 1% en la retribución (incremento de 30 millones de euros) reduciría la duración de las interrupciones en un 1%, es decir, cada millón utilizado mejoraría la calidad de servicio en 0.033 puntos porcentuales. Por otro lado, dada una semi-elasticidad de la calidad a los incentivos por cliente del  $-1,8\%$ , un incremento en los incentivos de 1 euro por cliente (que implicaría un aumento total del incentivo de 30 millones de euros; igual que en el caso anterior) podría mejorar la calidad de servicio en un 1.8%, es decir, cada millón mejoraría la calidad en 0.06 puntos porcentuales. De acuerdo con este resultado, los incentivos parecen ser más efectivos que la remuneración base para mejorar la calidad del suministro eléctrico, lo que parece lógico si tenemos en cuenta la mejora de la calidad es un objetivo directo de la política de incentivos.

Estos resultados generales se pueden ampliar aún más si permitimos que las variables cuantitativas de nuestro análisis ('retribución' e 'incentivos') interactúen con ciertas variables *dummies*, como aquellas que permiten diferenciar entre países con niveles de calidad altos o bajos (modelo 2), o las que controlan el sistema regulador de cada país (modelos 3 y 4). En cada modelo el coeficiente estimado de la variable analizada ('retribución' o 'incentivo') resulta ser el coeficiente correspondiente a la interacción entre dicha variable y la variable *dummy* de referencia (la no incluida en la ecuación estimada). Para el resto de categorías (*dummies* incluidas en la ecuación estimada) el efecto de la variable analizada interactuando con una categoría en particular vendrá dado por la suma del coeficiente de referencia anterior y el coeficiente estimado en la ecuación de la interacción de la variable y dicha categoría.

En el modelo (2), las covariables continuas 'retribución' e 'incentivos', interactúan con una variable *dummy* que distingue entre los países con bajos niveles relativos de interrupción en términos relativos –países de alta calidad; Austria, Francia, Reino Unido e Italia– y los que tienen niveles proporcionalmente más altos de interrupciones –países de baja calidad: Noruega, España, Finlandia, República Checa y Suecia–. En el primer grupo, cada país tiene una duración promedio de las interrupciones inferior a 75 minutos por cliente y año, mientras que en el segundo grupo el promedio es cercano o superior a 100 minutos (véase la **Figura**



**3.1).** Considerando a los países de baja calidad como categoría de referencia, las interacciones en el modelo (2) sugieren que mayores ingresos y mayores incentivos pueden ser más eficaces en los países de baja calidad que en los de alta calidad. En aquéllos, los coeficientes de retribución e incentivos son respectivamente  $-1.4$  y  $-0.08$ , mientras que los coeficientes positivos para los países de alta calidad indican un peor resultado para estos países, si bien dichos coeficientes no son claramente significativos. El hecho de que un aumento de la retribución no resulte significativo en los países de alta calidad de servicio se puede deber a la dificultad técnica de conseguir mejoras adicionales del servicio en dichos países –existencia de rendimientos decrecientes en la calidad–.

En el modelo (3), la variable retribución interactúa con las dummies de sistema regulador, lo que nos permite analizar si el coeficiente de retribución experimenta algún cambio significativo al considerar uno u otro sistema. El sistema de referencia, *Revenue Cap*, tiene un valor (o elasticidad) de  $-1.38$ . En los demás sistemas, los coeficientes de las interacciones no son significativos de forma individual, aunque la prueba de significatividad conjunta rechaza la hipótesis nula de que los coeficientes sean todos nulos. Con estos resultados, sólo podemos afirmar que una remuneración más elevada en el sistema de *Rate of Return* no parece mejorar la calidad tanto como en el resto de sistemas. Por último, el modelo (4) permite a la variable incentivos (expresada en valor absoluto) interactuar con las dummies de sistema regulador. La categoría de referencia, *Yardstick*, tiene un valor (o semi-elasticidad) de  $-0.09$ . Otros sistemas no parecen alterar ese coeficiente significativamente, excepto en el caso del sistema *Rate of Return*, cuyo coeficiente de interacción positivo y relativamente alto indicaría que mayores incentivos en este sistema no han dado los resultados esperados en términos de calidad. Este sistema se aplica sólo en Finlandia, donde los incentivos tienen la forma de sanciones monetarias.

Otro análisis de interés que permite nuestro modelo de panel de datos es el de los efectos fijos correspondientes a los diferentes países. Analizando dichos efectos, observamos que son el Reino Unido, Italia, Austria y España son los países con un menor efecto fijo estimado; esto es, características no observables de estos países hacen que en promedio muestren mayores niveles de calidad que los predichos por el modelo general (que consideran dichos efectos). En estos países relativamente más eficientes, los modelos de regulación que existen son el *Revenue Cap* y el *Price Cap*.

Hay que tener en cuenta que cuando se introduce el efecto individual en la estimación de un panel de datos, se está tratando de controlar características no observables de las unidades muestrales (países) que tienden a mantenerse estables en el tiempo. Por tanto, teniendo en cuenta que, con la excepción de Austria, el sistema regulador no cambia durante el período analizado dentro de cada país, y teniendo en cuenta además que algunos sistemas se corresponden con un solo país, se puede afirmar que cuando se controla por países en nuestro panel se está controlando de forma indirecta por su sistema regulador.

Finalmente, para contrastar la robustez del modelo de datos de panel, se presenta un modelo de frontera estocástica (SFA) que considera a cada país y año como una observación independiente, siendo por tanto un modelo de corte transversal. La especificación elegida es de función de costes, es decir, se considera más eficiente la unidad con menor duración de las interrupciones dados unos niveles similares de las variables explicativas. En los modelos SFA, el término de error se divide en dos componentes de carácter aleatorio: uno que mide la ineficiencia técnica de cada unidad, a la que se supone una distribución seminormal y otro que refleja la existencia de posibles perturbaciones aleatorias

Además de las variables del sistema retributivo antes comentadas, se han incluido en el modelo otras variables explicativas para controlar la heterogeneidad (o idiosincrasia) de cada país, como la energía distribuida por cliente, la densidad de carga (GWh/km<sup>2</sup>), el peso del sector industrial (% del PIB) y la densidad de red (clientes/km de red de distribución). Estas variables no se consideraron explícitamente en el panel de datos para evitar la pérdida excesiva de grados de libertad en la estimación, pero hay que recordar que el modelo de datos del panel controla la heterogeneidad a través de los efectos fijos, por lo que los resultados de las dos estimaciones no deberían ser muy diferentes.

**Tabla 3.3.** Modelo de frontera estocástica (SFA) del tiempo de interrupción equivalente por cliente y año (minutos perdidos por año y cliente). 2004-2008.

Regresor	Coefficiente	Standard Error	z	p>z
Ln(rm / cli)	-0.9***	0.10	-8.72	0.00
Ln(ed / cli)	0.9***	0.05	18.39	0.00
inc_cli	-0.02*	0.01	-1.72	0.09
(inc_cli) <sup>2</sup>	0.00*	0.00	1.88	0.06
Densidad de carga (GWh/Km <sup>2</sup> )	-0,43***	16.29	-26.44	0.00
Industria (% del PIB)	-0.01	0.01	-0.92	0.36
Densidad de red (cli / km de red sin BT)	-0.00***	0.00	-2.62	0.01
Dummy del sistema (coste vs. incentivo)	-0.54***	0.06	-9.50	0.00
Constante	7.05***	0.25	28.10	0.00

\* p<0.1; \*\* p<0.05; \*\*\* p<0.01

Fuente: Elaboración propia

La hipótesis nula de ausencia de ineficiencia técnica en los diferentes países y años en el modelo se rechaza con un p-valor muy cercano a cero. La elasticidad de la calidad a la remuneración se acerca de nuevo a -1, lo que da consistencia a los resultados de nuestro modelo de panel. Las otras variables explicativas muestran los signos esperados: los sistemas regulatorios basados en incentivos mejoran la calidad, frente a los tradicionales basados en los costes. Además, cuanto mayor es la energía distribuida por cliente, mayor es la duración de las interrupciones y cuanto más concentrada está la demanda, menor es dicha duración.

Los términos estimados de ineficiencia (para cada país-año) nos muestran que los países más eficientes son el Reino Unido, Austria, España, Noruega e Italia, por ese orden, lo que resulta consistente con el orden obtenido en el modelo de datos de panel.

### **3.5. Conclusiones y recomendaciones de política energética.**

A la vista de los resultados anteriores, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Un aumento en la retribución que reciben las empresas distribuidoras, tiene asociado una mejora en la calidad de servicio. Se ha analizado la elasticidad "tiempo de interrupción - retribución", y se han encontrado usando distintos modelos y técnicas valores cercanos a  $-1$ , es decir, un aumento de la retribución de un 1% induce una disminución del tiempo de interrupción en unos valores parecidos.
- Segmentando la muestra en dos grupos de países y atendiendo a sus niveles actuales de calidad, se concluye que este efecto no es significativo para el grupo de países de alta calidad de servicio, lo que resulta razonable al reducirse de una forma importante la eficiencia marginal de las actuaciones realizadas (inversión o gasto).
- Los incentivos (positivos o negativos) actúan el sentido esperado, es decir, un aumento de los incentivos tiene asociado una disminución del tiempo de interrupción. El efecto que tiene sobre el tipo de interrupción el incremento de una unidad monetaria en los incentivos es del orden del doble que si se aplica a aumento de la retribución base. Los países que presentan un nivel de calidad superior al que se podría esperar de sus respectivas asignaciones de retribución e incentivos, a la vista del modelo propuesto son: Reino Unido, Italia, Austria y España. La gestión de los reguladores de estos países resulta eficiente.
- Aunque desde un punto de vista econométrico no se puede concluir nada sobre la bondad de los modelos de retribución, se concluye que los países más eficientes presentan modelos basados en incentivos (*Price Cap* y *Revenue Cap*).

A la vista de estas conclusiones se pueden proponer las siguientes recomendaciones a los organismos reguladores:

1. El aumento de la retribución de la actividad de la distribución tiene un efecto directo y positivo en la calidad de servicio. Desde un punto de vista del bienestar global de la economía, deberían analizar el efecto positivo de esta mejora de la calidad, o si sería más conveniente un menor nivel de calidad a menor coste. Este efecto solo tiene sentido en entornos de calidad baja y media, decreciendo su efecto con la mejora de la calidad (rendimientos marginales decrecientes).
2. La gestión de incentivos es la forma más eficiente de alcanzar los objetivos propuestos. El coste para el sistema de actuar sobre esta variable en lugar de sobre la retribución base es de menos de la mitad.
3. En este mismo sentido, los modelos basados en incentivos resultan más eficientes que los basados en costes.

---

## ***Capítulo 4:***

# ***Efectos de la penetración fotovoltaica en el bienestar económico: aplicación al mercado ibérico.***

---

### **4.1. Introducción.**

Una de las aspiraciones compartidas por la economía mundial es evolucionar la economía mundial hacia una sociedad con bajas emisiones de carbón. Para ello, se esperan numerosos cambios en el sistema eléctrico, algunos de los cuales ya se están incorporando a la sociedad. La introducción de las fuentes de energía renovables, las mejoras en la eficiencia energética y la electrificación del transporte, son tres de las palancas más efectivas para evitar el calentamiento global del planeta. Estos cambios requieren importantes inversiones en generación, transporte y distribución de electricidad, inversiones que deben ser compatibles con el reto final de obtener una electricidad asequible para los hogares y las industrias (Erbach, 2016).

Por su parte, la Unión Europea establece objetivos medioambientales ambiciosos en el informe denominado “Libro Verde: Un marco para las políticas climáticas y energéticas de

2030” (European Commission, 2013) en el que, entre otras cosas, se establecen en un 27% la participación mínima que deben tener las energías renovables en la generación de electricidad al final del periodo. Aunque existen varios mecanismos de apoyo a las energías renovables, las subastas de capacidad son cada vez más populares en los países europeos, ya que presenta una serie de ventajas como, por ejemplo, el control de las ayudas o la capacidad de potenciar ciertas tecnologías específicas (García-Redondo y Román-Collado, 2016; Newbery *et al.*, 2018). Otras investigaciones justifican la bondad del uso de las tarifas especiales (FiT) para el fomento de las energías renovables. Es el caso, por ejemplo, de Chattri *et al.* (2018) que estudia el caso de Malasia, y demuestran que reasignando recursos públicos de subvenciones a tarifas FiT, se aumenta la participación de las energías renovables.

Mientras que el Sistema eléctrico europeo se encuentra muy mallado, integrado e interconectado, la Península Ibérica presenta ciertas características que hacen que la respuesta del mercado a posibles variaciones bruscas (*shocks*) de oferta sea más relevante. La débil conexión con Francia y Marruecos hace que el sistema ibérico funcione casi como una isla eléctrica. El mercado mayorista de electricidad en la Península Ibérica se organiza a través de la OMIE (OMI-Polo Español S.A., Operador del Mercado Ibérico de Energía), regulada por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (BOE, 2013). Sus funciones están definidas en el Decreto 2019/1997 (BOE, 1997) que también organiza el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. En este mercado, las empresas productoras, por un lado, y las comercializadoras y los grandes clientes, por otro, formulan sus ofertas y demandas de energía respectivamente, para cada hora del día siguiente. Este proceso involucra a más de 800 agentes que interactúan con cerca de 15 millones de operaciones al año. Una vez alcanzado el equilibrio económico en cada hora del día (*simple matching*) se analiza su viabilidad teniendo en cuenta la capacidad de la red (restricciones técnicas). Una vez definida la programación horaria del día siguiente, estas cantidades pueden ser modificadas a lo largo del mismo día (en el mercado intradiario) ya que es posible que la demanda no se ajuste exactamente a la prevista (por ejemplo, debido a variaciones bruscas de temperatura) o porque puedan aparecer variaciones en la oferta (por ejemplo, debido a fallos en las unidades de generación). Las ofertas y demandas iniciales, junto con estas restricciones proporcionan el equilibrio del mercado (*clearing point*) para cada hora. La modelización de estas restricciones requiere un profundo conocimiento de la red (Roldan *et al.*, 2017) y no

modificaría cualitativamente los resultados de esta investigación, por lo que, en aras de la simplicidad, se analizan las variaciones en el equilibrio sin considerar las restricciones técnicas o los ajustes intradiarios (analizamos el *simple matching*).

En el caso de España, el sector eléctrico está experimentando numerosos cambios tanto por el lado de la oferta (cierre de centrales de carbón y nucleares, impuestos sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, penetración de energías renovables, etc.) como por el de la demanda (instalación de baterías para el almacenamiento de energía, respuesta de la demanda mediante el uso de contadores inteligentes, electrificación del transporte, ... etc.). Todos estos cambios están contemplados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, supervisado por la Comisión Europea, así como en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (en fase borrador), que presenta fechas específicas de aplicación de cada iniciativa de los compromisos nacionales adquiridos. En el 2017 se autorizó la instalación de 3,909 MW nuevas instalaciones fotovoltaicas y de 1,128 MW de nuevas plantas eólicas. La entrada en servicio de estas instalaciones provocará un desplazamiento hacia la derecha de la curva de oferta que reducirá los precios de equilibrio. Como los costes marginales de estas tecnologías son cercanos a cero, su entrada en el mercado expulsará del mercado a otras tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles (*ceteris paribus*), con la consiguiente reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Las funciones de oferta horaria de las instalaciones eólicas son difíciles de modelizar, ya que solo aparecerán en aquellas horas que la velocidad del viento sea adecuada en los parques eólicos, pero las de producción fotovoltaica son bastante predecibles, siendo posible calcular la nueva oferta horaria.

El objetivo de este trabajo es calcular la variación de los excedentes de vendedores y compradores debido a la incorporación de las instalaciones fotovoltaicas autorizadas en las subastas del 2017 en el mercado ibérico y sugerir posibles iniciativas de política industrial que puedan contribuir a la mejora de la situación generada en el nuevo equilibrio del mercado.

La Teoría Económica, a través de la estática comparativa, puede ayudarnos a predecir las consecuencias a corto plazo de un desplazamiento hacia la derecha de la curva de oferta. En primer lugar, como es predecible, se producirá una reducción en el precio de equilibrio y un



aumento de la cantidad intercambiada, el ajuste final dependerá de los valores de las elasticidades de las curvas de oferta y demanda en dicho punto. En segundo lugar, estos cambios pueden analizarse desde el punto de vista medioambiental, teniendo en cuenta los efectos sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que la nueva energía que entra en el mercado está libre de emisiones, mientras que conocemos las emisiones específicas de la tecnología que resulta desplazada. En tercer lugar, los cambios en el equilibrio del mercado eléctrico también pueden analizarse desde el punto de vista del bienestar económico, ya que se producirá un cambio en los excedentes de compradores y vendedores. La Teoría Económica nos ayuda a establecer la diferencia entre los conceptos de excedente y beneficio. Concretamente, el excedente del productor muestra (a corto plazo) la diferencia entre ingresos y costes variables (coste de oportunidad), mientras que el beneficio económico muestra la diferencia entre ingresos y costes totales. Por lo tanto, un excedente (o margen de contribución) positivo del vendedor (o margen de contribución) no implicará necesariamente un beneficio positivo.

Para el desarrollo de este trabajo se ha supuesto que el mercado mayorista ibérico presenta una estructura de mercado de competencia perfecta y, dado que el OMIE proporciona información horaria de todas las ofertas y demandas de electricidad, resulta posible caracterizar completamente el mercado. Una vez se ha construido el equilibrio del mercado en cada hora, se considera la puesta en servicio de la potencia fotovoltaica adjudicada en las subastas del 2017, calculando la cantidad producida para cada hora del año. Considerando despreciable el coste marginal a corto plazo de esta tecnología, se construye para un año completo la nueva función de oferta horaria, incorporando la nueva producción fotovoltaica, suponiendo que el mercado opera de forma competitiva.

La principal aportación de este capítulo consiste en analizar el impacto en el mercado, en el bienestar y en las emisiones de un cambio en la función de oferta, sin necesidad de estimar ni simular ningún modelo explícito ya que podemos obtener una reconstrucción exacta del equilibrio en el mercado horario. Los resultados nos permitirán ofrecer algunas recomendaciones en materia de política energética.

El resto de este capítulo está organizado de la siguiente manera: en la siguiente sección se hace una revisión de la literatura, que se centra principalmente en los beneficios derivados del intercambio de electricidad. En la sección 4.3 se describen los datos y la metodología

propuesta para estimar el efecto en el mercado ibérico de la introducción de la nueva potencia fotovoltaica. A continuación se presentan los resultados del análisis empírico (sección 4.4.) para terminar exponiendo las principales conclusiones de nuestro artículo.

## **4.2. Revisión de la literatura.**

Son muchos los autores que han investigado sobre los efectos económicos derivados del intercambio en el mercado eléctrico. Las investigaciones revisadas estudian el mercado desde diferentes puntos de vistas, centrándose en temas como el poder de mercado, el diseño óptimo de las subastas, el papel de la Administración, el impacto de las regulaciones ambientales y el efecto de la estructura del mercado en el bienestar económico. De entre estas líneas, nos interesan especialmente aquellos trabajos que se centran en el análisis del precio del mercado y su respuesta a la penetración de energías renovables. En este sentido, cabe destacar el trabajo de Genc y Aydemir (2017) sobre los comportamientos anómalos en los precios del mercado eléctrico mayorista. Resultan también especialmente relevantes aquellos trabajos que analizan los efectos que distintas medidas de política económica han tenido sobre el precio y la estructura del mercado mayorista de electricidad, así como los que estudian los excedentes del comprador y del vendedor para este mercado.

La práctica totalidad de los trabajos analizados están basados en estimaciones y modelos de comportamiento, como es el caso de Bigerna y Bollino (2016), que obtienen una estrategia óptima de operación en el mercado eléctrico italiano del día siguiente generando una previsión de la demanda horaria. Gelabert *et al.* (2011) realizan un análisis *ex post* del impacto que han tenido en los precios la introducción de las renovables en España, concluyendo que por cada GWh producido por estas tecnologías se experimentó una reducción de 2€/MWh en los precios de mercado. De forma similar, Sorknæs *et al.* (2019) construyen un modelo que reproduce el caso del Nord Pool en Dinamarca en 2015, y simulan la introducción de energía eólica y fotovoltaica, concluyendo que la disminución de precios es independiente de la fuente de electricidad renovable introducida en el mercado.

Mientras los trabajos anteriores hacen supuestos a priori sobre el mercado eléctrico mayorista, otro grupo de investigadores desarrollan estudios empíricos que intentan entender

la estructura real del mercado, centrándose en la posible existencia de poder de mercado por el lado de la oferta. Por ejemplo, Joskow y Kahn (2002) analizan la importancia de las características institucionales y estructurales del mercado mayorista californiano de la electricidad y concluyen que se trata de un mercado no competitivo. Genc (2016) analiza el mercado mayorista de electricidad en Ontario (Canadá) estimando distintas métricas de concentración de mercado como el índice de Lerner y el Índice de Proveedores Residuales (RSI), índice, este último, que utiliza para construir un modelo de competencia de Cournot y estimar la elasticidad del precio de la demanda en distintos períodos del año. De Frutos y Fabra (2012) construyen un modelo de oligopolio para el mercado eléctrico español como un oligopolio que refleja las características institucionales y estructurales del mercado. Estos autores analizan como la existencia de contratos de futuro reduce la asimetría entre empresas y mejora los niveles de competencia en el mercado. Neubarth *et al.* (2006) y Bode (2006) estiman los efectos de la generación renovable en los precios del mercado en Alemania, mientras que Sensfuß *et al.* (2008) analizan el impacto en los precios de las subvenciones a las renovables.

Como se ha visto más arriba, la mayor parte de las investigaciones analizadas emplean modelos teóricos y estimaciones de los mismos para obtener sus conclusiones, no siendo frecuente que se utilice información de mercado sobre ofertas, demandas y precios horarios en tiempo real. En esta línea podemos citar el trabajo de Cui *et al.* 2018 que utilizan valores reales de dos mercados mayoristas norteamericanos para predecir precios nodales mediante técnicas de regresión, explicando las ineficiencias en el proceso de planificación y los cambios en la estructura del mercado en cada momento. Un análisis parecido es el que propone Zarnikau *et al.* (2019) para el mercado de Texas entre los años 2001 a 2017, aunque amplían el alcance de la investigación analizando tanto los precios del mercado diario como los del mercado de servicios auxiliares. Resulta interesante la conclusión que alcanzan estos autores sobre la dependencia de los precios diarios con los del día anterior y sobre la existencia de los errores de previsión de la demanda eléctrica, sugiriendo que se puede lograr una mayor eficiencia en el mercado mejorando la precisión de las previsiones. Mayer y Trück (2018) analizan los precios del mercado diario de la electricidad a nivel internacional y concluyen que los mercados de electricidad organizados como mercados diarios muestran

una variación de precios global significativamente menor en comparación con los mercados basados principalmente en la negociación en tiempo real.

Por último, observamos cierta escasez de referencias en lo que se refiere al análisis económico de los excedentes de compradores y vendedores en el mercado mayorista de la electricidad. Desde la perspectiva del vendedor, se han analizado diferentes aspectos relacionados con el excedente, por ejemplo, Bajo y Buenestado (2017) estudian las consecuencias para el bienestar de la introducción de pagos de compensación de capacidad, concluyendo que son más beneficiosos para los productores en un mercado perfectamente competitivo que en presencia de cierto poder de mercado. Bhattacharya *et al* (2017) desarrollan un modelo aplicado que simula el efecto de obligar a las empresas comercializadoras a incorporar energía renovable (*Renewable Portfolio Standards*) sobre los precios, el bienestar y el poder de mercado; estos autores concluyen que, si bien los precios aumentan, disminuyen tanto el bienestar económico como el poder de mercado. Por su parte, Sauma y Oren (2019) desarrollan un modelo teórico para analizar los incentivos que las empresas de generación tienen para apoyar las inversiones en transporte a largo plazo y concluyen que el mercado les trasmite incentivos suficientes.

Desde el punto de vista de los compradores, cabe mencionar el trabajo de Janda (2018) que valora el impacto en el bienestar que tiene la introducción de la energía fotovoltaica en el mercado eléctrico eslovaco; concluyendo que los beneficios derivados de la reducción de precios son menores que los recursos que aplica el sistema en su promoción, provocando así una pérdida en el excedente de los consumidores y en el bienestar total.

En el caso español no se observan evidencias de posibles conductas colusorias (acuerdos anticompetitivos entre empresas), abuso de poder de mercado o distorsión de la libre competencia por acciones promovidas por empresas generadoras o comercializadoras de energía. Desde principios del año 1998, tras la aprobación de la Directiva 96/92/CE, que supuso los primeros pasos hacia la formalización de un mercado interior de la electricidad en la Unión Europea, el sector eléctrico español comenzó con una importante transformación que le llevó a la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica. De hecho, ha aumentado significativamente el nivel de competencia desde el inicio del proceso de liberalización. Concretamente, es el mercado eléctrico europeo en el que más

agentes se han incorporado en el mercado de generación, reduciéndose consecuentemente la cuota de mercado de los mayores productores. El índice de concentración Herfindahl-Hirschman (HHI) del mercado ibérico de la electricidad cayó de 3,218 al inicio del proceso de liberalización (1997) a 1,068 en el año 2012, manteniéndose en ese orden hasta ahora. Sobre estos valores cabe destacar que la Comisión Europea considera que los problemas de competencia son poco probables en un mercado con un HHI inferior a 2,000 y en aquellos en que los agentes tienen cuotas inferiores al 25%. Otras autoridades reguladoras, como el Departamento de Justicia de los Estados Unidos (2010), consideran que un mercado está altamente concentrado si su HHI supera el valor de 2,500 y moderadamente concentrado si el HHI se encuentra entre 1,500 y 2,500. Aunque hay algunos autores como Matsumoto et al. (2011) que dudan de la bondad del indicador HH para mercados altamente concentrados, es el indicador más reconocido para medir el nivel de competencia. En este sentido, Shukla y Thampy (2011) han utilizado este índice para analizar el nivel de competencia en el mercado mayorista en la India, concluyendo que la concentración puede ser una de las razones que explican el aumento de los precios. En nuestra opinión, la situación actual del mercado mayorista ibérico no justifica el desarrollo modelos matemáticos basados en modelos oligopolísticos ya que los índices de concentración actuales se encuentran lejos de los umbrales antes mencionados, estando disponibles datos reales sobre las curvas horarias de la oferta y la demanda del mercado ([www.omie.es](http://www.omie.es)).

Esta revisión concluye citando los trabajos más relevantes sobre el caso español. Aparte del trabajo de Gelabert *et al.* (2011), ya comentado anteriormente, el de Ciarreta *et al.* (2017) y el de Espinosa y Pizarro-Irizar (2018). Los primeros autores reproducen los equilibrios en el mercado eléctrico español durante el período 2002-2013, identificando los posibles cambios en las estrategias de licitación de los productores de electricidad tras la introducción de las fuentes de energía renovables – estrategias que no tendrían sentido en un mercado competitivo-. Los segundos autores analizan el efecto de la reducción de las primas a las renovables sobre su participación en el mercado.

### **4.3. Materiales y método.**

Como se ha mencionado en la sección anterior, toda la información del utilizada en este

trabajo procede de datos (de acceso público) suministrados por el Operador del Mercado Ibérico (OMIE). Este organismo gestiona el mercado mayorista de electricidad en la Península Ibérica (mercados diario e intradiario), mercado donde los agentes negocian las cantidades de electricidad que necesitan (MWh) a precios públicos y transparentes, con una operativa similar a la del resto de los mercados europeos. Las casaciones de ofertas de compra y venta de electricidad se realizan en una plataforma electrónica; posteriormente, se calcula la facturación y liquidación de la energía intercambiada.

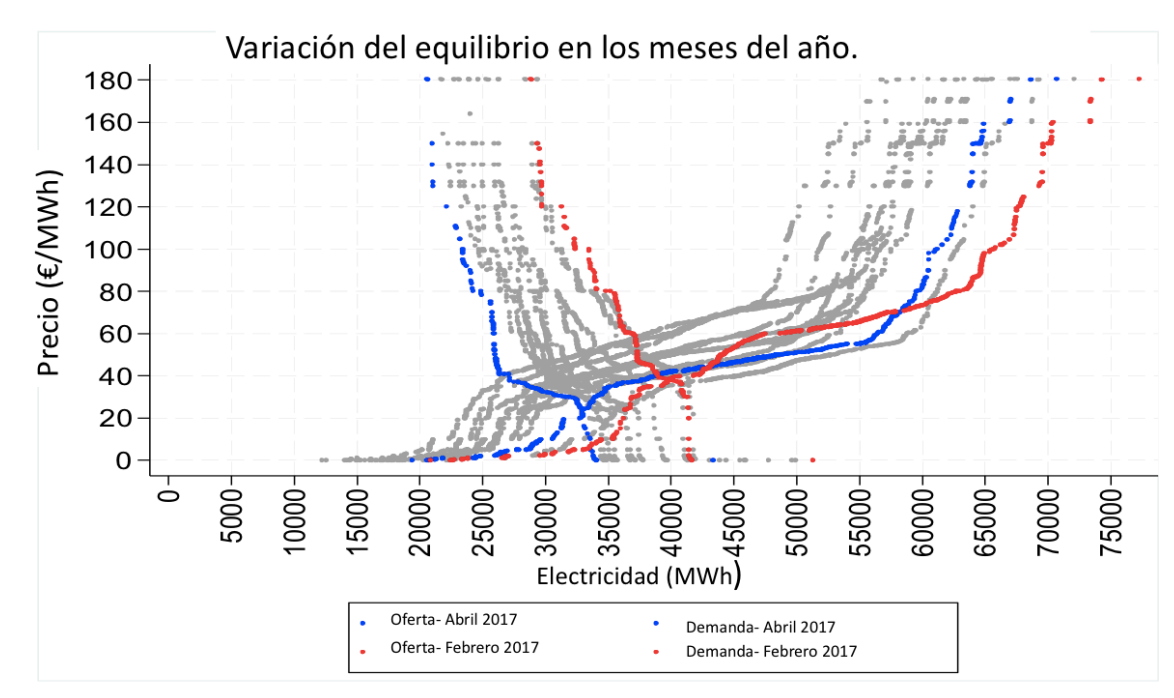
En particular este estudio ha usado los datos del mercado diario. En el mercado diario se gestionan las transacciones de electricidad para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y compra de electricidad por parte de los agentes del mercado. Los vendedores están obligados a cumplir con las reglas del mercado a las que se adhieren con la firma de un contrato. Las ofertas presentadas se incluyen en un procedimiento de casación que afecta a la programación horaria del día siguiente. Los compradores en el mercado de la electricidad son las comercializadoras y los grandes clientes, que pueden realizar una gestión directa en el mercado. Una vez integradas las operaciones en el mercado diario un algoritmo de casación (Euphemia) encuentra el equilibrio del mercado (precio y cantidad intercambiada) para cada hora, así como los agentes que han sido seleccionados.

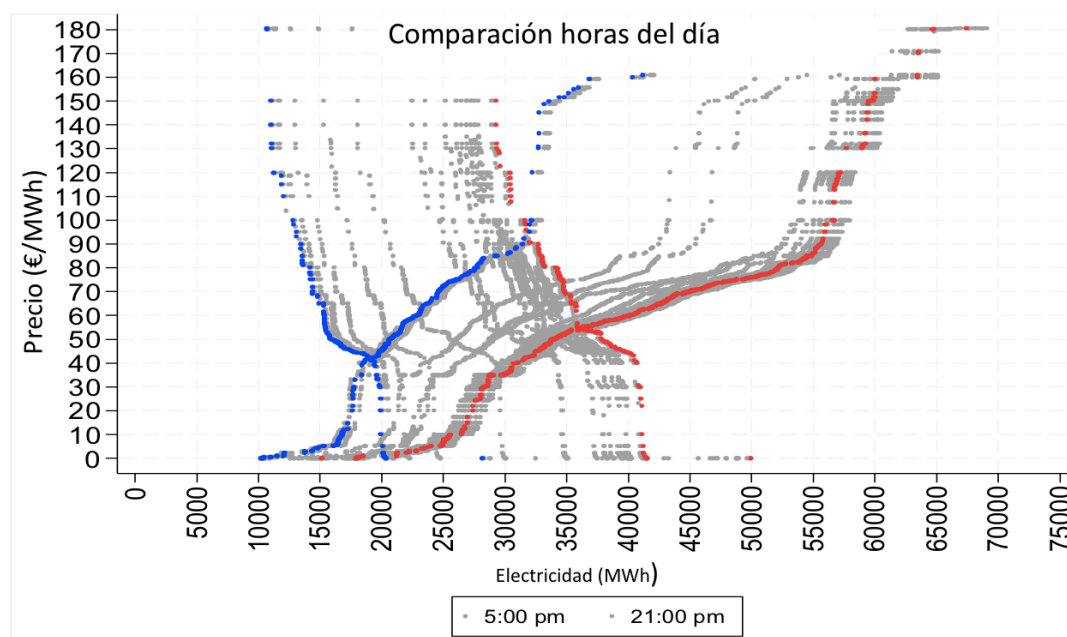
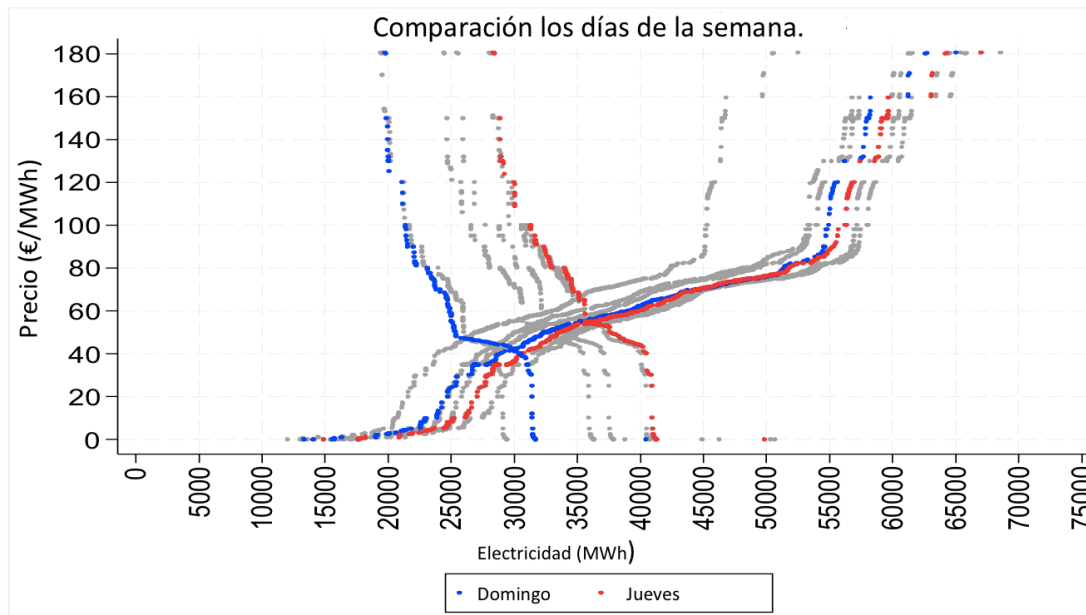
Los datos analizados en este estudio contienen, para cada hora del año, las ofertas y demandas de electricidad, casadas o no, para cada nivel de precios, aunque, por motivos de confidencialidad no se conocen las identidades de los agentes participantes. Estos datos permiten calcular las curvas de oferta y demanda del mercado eléctrico ibérico (España y Portugal) mediante la agregación a cada nivel de precio de las ofertas de compra y venta respectivamente. El equilibrio del mercado está determinado por la igualdad de las funciones de oferta y demanda; no considerando, como se ha dicho, las variaciones asociadas con restricciones técnicas o desviaciones intradía, lo que provocaría precios más altos que los presentados en este documento.

Se han analizado las curvas de un año completo para evitar efectos estacionales, seleccionado el período comprendido entre el 1 de agosto de 2016 y el 31 de julio de 2017. Como ejemplo de la magnitud de los datos, la **Figura 4.1** muestra tres posibles situaciones de mercado: comparación de los meses del año, de los días de la semana y de las horas del día. En la

primera figura se muestran las curvas de oferta y demanda correspondientes a las ocho de la tarde del primer jueves de cada mes del período analizado. La segunda imagen muestra las curvas de oferta y demanda correspondientes a las ocho de la tarde de cada día de la semana entre el 1 de enero de 2017 (domingo) y el 7 de enero de 2017 (sábado). Finalmente, el tercer gráfico presenta todas las horas del día 15 de febrero de 2017. Hemos resaltado en cada figura (con los colores rojo y azul) sólo dos curvas de oferta y demanda para ilustrar el comportamiento del mercado. En particular, hemos destacado los meses de abril (primavera) y febrero (invierno) en la comparación por meses (primera imagen); el domingo y el jueves en la comparación por días de la semana (segunda imagen); y las 5:00 horas frente a las 21:00 horas en la comparación por horas del día (tercera imagen). Así, podemos observar que en febrero (vs. abril), en jueves (vs. domingo) y a las 21:00 horas (vs. 5:00 horas) las curvas de oferta y demanda se encuentran significativamente desplazadas hacia la derecha. Además, como el desplazamiento de la curva de demanda excede al de la curva de oferta, el resultado es un aumento del precio de la electricidad y, en última instancia, de la factura del consumidor.

**Figura 4.1.** Equilibrios del mercado





Fuente: Elaboración propia a partir de información de OMIE (2018)

El hecho de disponer información completa de todos los puntos de las curvas de oferta y demanda (para cada hora del año) nos permite calcular directamente el equilibrio del mercado y los excedentes de los agentes del mercado, sin tener que recurrir a ningún modelo teórico o econométrico. Dado que la curva de demanda muestra la disposición a pagar del



comprador, el excedente del consumidor se calcula como la suma hasta la cantidad de equilibrio ( $Q_{ti}^{Eq}$ ) de la diferencia entre la disposición a pagar de cada comprador ( $W_{ti}^{Pay}$ ) y el precio realmente pagado ( $P_t^{Eq}$ ), dicho excedente se puede acumular para todas las horas del año.

$$Excedente\ del\ consumidor = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{n^o\ compradores} (W_{ti}^{Pay} - P_t^{Eq}) Q_{ti}^{Eq} \quad (1)$$

Del mismo modo, el excedente de los productores se calcula como la suma acumulada hasta la cantidad de equilibrio ( $Q_{ti}^{Eq}$ ) de la diferencia entre el precio de equilibrio ( $P_t^{Eq}$ ) y la disposición a cobrar de cada vendedor ( $W_{ti}^{Charge}$ , disposición a cobrar que viene dada por el coste marginal a corto plazo de cada oferente si se suponen condiciones competitivas), dicho excedente se puede acumular para todas las horas del año.

$$Excedente\ del\ productor = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{n^o\ productores} (P_t^{Eq} - W_{ti}^{Charge}) Q_{ti}^{Eq} \quad (2)$$

Finalmente, el excedente total anual (bienestar económico) se calcula como la suma de los excedentes anuales de productores y consumidores.

El siguiente paso del estudio consiste en realizar una estática comparativa real (en base horaria y en términos de excedentes) del mercado eléctrico ibérico entre el 1 de agosto de 2016 y el 31 de julio de 2017, considerando que hubiera estado en servicio la potencia fotovoltaica asignada en 2017. Para calcular la nueva energía producida hora a hora hasta completar los 3,909 MW fotovoltaicos autorizados, usamos la herramienta PVGIS (Comisión Europea, 2017) que proporciona los valores horarios de la energía fotovoltaica disponible por kWp según la ubicación geográfica. Este estudio supone que toda la potencia fotovoltaica está instalada en un punto central de España (Madrid) (de hecho, se desconoce dónde se instalarán las instalaciones adjudicadas y podemos suponer que estarán repartidas por toda España, compensando así los errores espaciales). Para estimar la contribución de estos nuevos generadores de energía fotovoltaica a la función de oferta se supone que están dispuestos a ofrecer a cualquier precio mayor que cero (como hacen el resto de plantas fotovoltaicas existentes) lo que resulta compatible con lo que predice la teoría económica, ya

que sus costes marginales a corto plazo están próximos a cero –este resultado resulta compatible con lo que predice la teoría económica-.

## 4.4. Análisis empírico del mercado ibérico.

### 4.4.1. Equilibrio y excedentes en la situación inicial.

En primer lugar, vamos a calcular el equilibrio en el mercado usando exclusivamente los valores de oferta y demanda horarios para el mercado diario (*simple matching*). Este valor será inferior al real ya que no se tienen en cuenta las restricciones de red ni el impacto de los desvíos de demanda. La **Tabla 4.1** muestra los valores de los precios y excedentes. En dicha tabla se observa que el precio horario tiene un valor medio de 37.4 €/MWh con una desviación estándar de 13.4 €/MWh y un precio máximo de 84.9 €/MWh. Por otro lado, se intercambian casi 30,000 MWh cada hora en promedio, con una desviación estándar de 5,614 MWh.

Partiendo de las funciones de oferta y demanda del mercado se calculan, siguiendo el método propuesto en la sección anterior, los excedentes del consumidor y del productor para cada hora. La suma de ambos excedentes (es decir, el excedente total) asciende en promedio a más de cuatro millones de euros por hora, de los cuales más de tres millones corresponden a los consumidores. En promedio, el excedente de los productores es de cerca de un millón de euros a la hora, alcanzándose un valor máximo de 2.2 millones de euros el 19 de enero a las 21:00 horas. Si se analizan los excedentes de un año completo (8,760 horas), los compradores han acumulado un excedente cercano a los 30,000 millones de euros (el 78% del excedente total) por participar en el mercado mientras que los productores acumulan un excedente de casi 8 millones de euros de euros (un 22%). Esta distribución del excedente es coherente con la percepción de los consumidores sobre el gran valor de la electricidad y el alto coste de oportunidad que supone estar sin servicio.

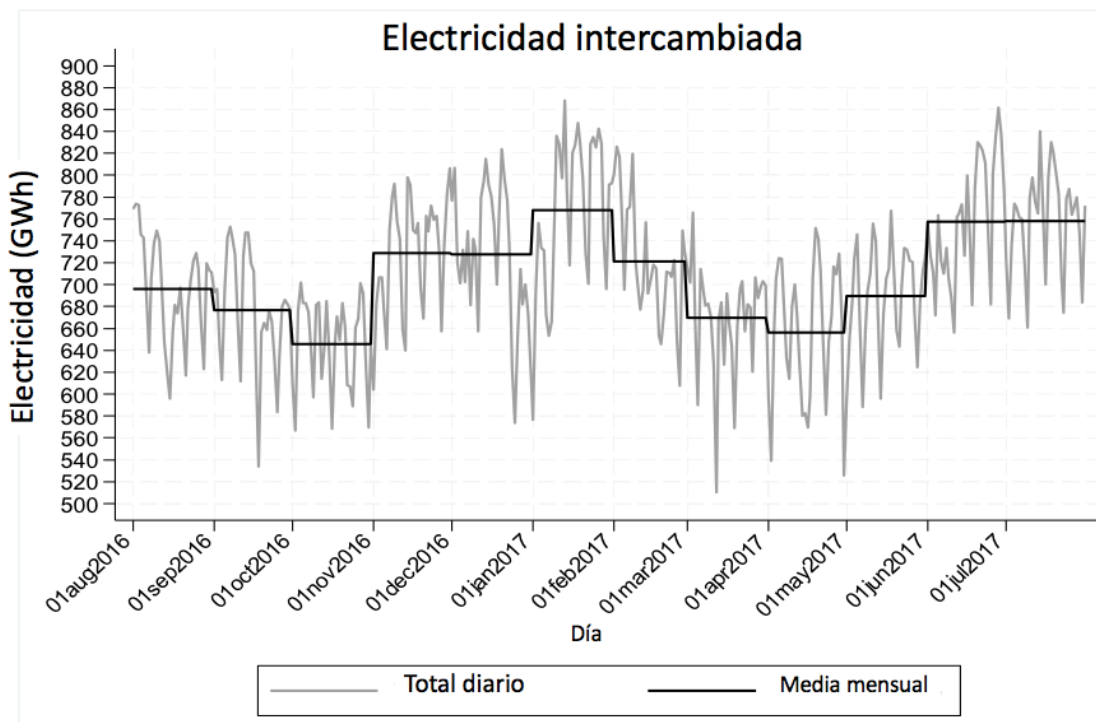
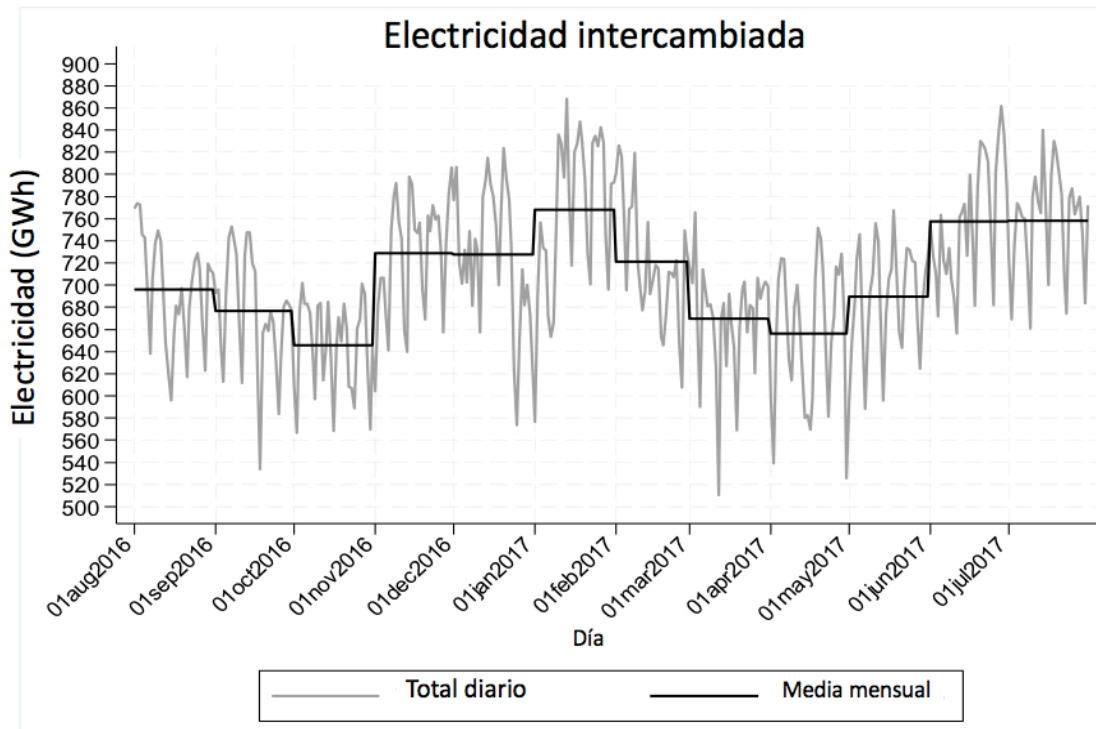
**Tabla 4.1.** Precios y excedentes en la situación inicial.

Variables	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Hourly price (€/MWh)	37.4	13.4	0.1	84.9
Hourly electricity (MWh)	29,495	5,614	14,023	42,943
Buyer hourly surplus (€)	3,306,974	694,205	1,272,472	5,603,293
Seller hourly surplus (€)	907,491	354,287	1,841	2,238,871
Total hourly surplus (€)	4,214,465	870,873	1,777,892	6,203,825
Buyer annual surplus (€)	28,965,787,648			
Seller annual surplus (€)	7,948,708,864			
Total annual surplus (€)	36,914,495,488			

Fuente: Elaboración propia a partir de información de OMIE (2018)

Por su parte, la **Figura 4.2** ilustra la evolución de los precios de equilibrio y la cantidad intercambiada en el mercado. En concreto, se representan la media diaria del precio horario (primer gráfico) y el valor acumulado diario de la energía horaria (segundo gráfico). Con objeto de facilitar la visualización de las series, se han incluido sus respectivos valores medios mensuales. En ambas series se observa un claro componente estacional: Junio y julio, por un lado, y noviembre, diciembre y enero, por otro, son los meses con los precios y cantidades más altos. Obviamente, detrás de esta evolución común, hay movimientos de oferta y/o demanda que pueden ser explicados a partir de los datos de la muestra.

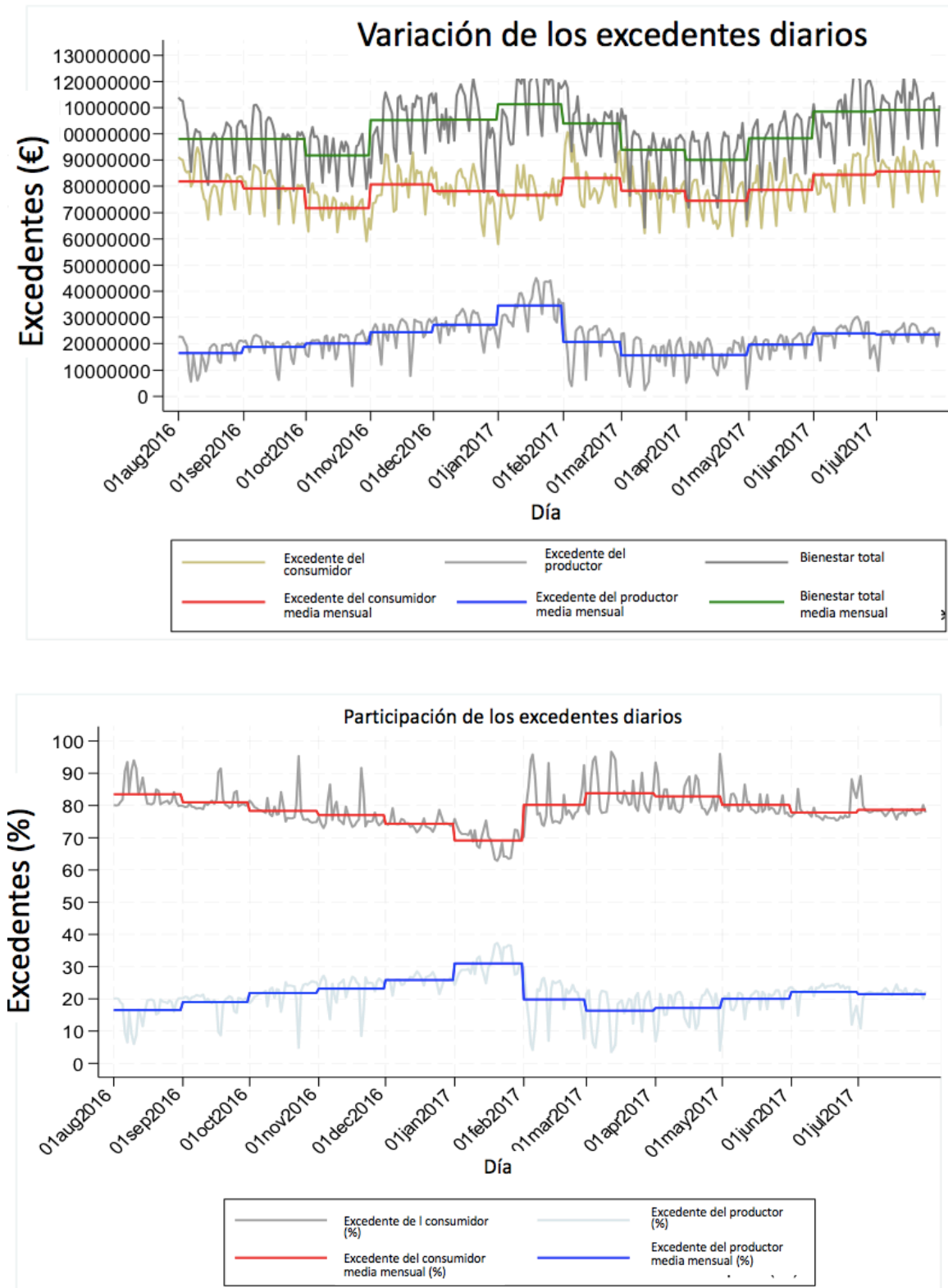
**Figura 4.2.** Evolución del precio y la cantidad de equilibrio en el mercado diario. 01/08/2016 – 31/07/2017



Fuente: Elaboración propia a partir de información de OMIE (2018)

Los dos gráficos de la **Figura 4.3** muestran la evolución de los excedentes del mercado diario en niveles y en porcentajes respectivamente -los valores diarios son el resultado de la acumulación de los excedentes horarios generados para todas las horas del día-. El excedente del productor sigue una evolución muy similar a la del precio del mercado, esto es, es relativamente alto a principios de verano, y en otoño y principios de invierno. La evolución del excedente del consumidor es más estable que la de los productores y con un patrón menos previsible. En términos porcentuales (segundo gráfico), el excedente del consumidor oscila en torno al 80% del excedente total, mientras que el de los vendedores lo hace en torno al 20%; esta diferencia porcentual se reduce significativamente en el mes de enero, donde la distribución es de 70%-30%.

Figura 4.3. Evolución de los excedentes y el bienestar 01/08/2016 – 31/07/2017.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de OMIE (2018)

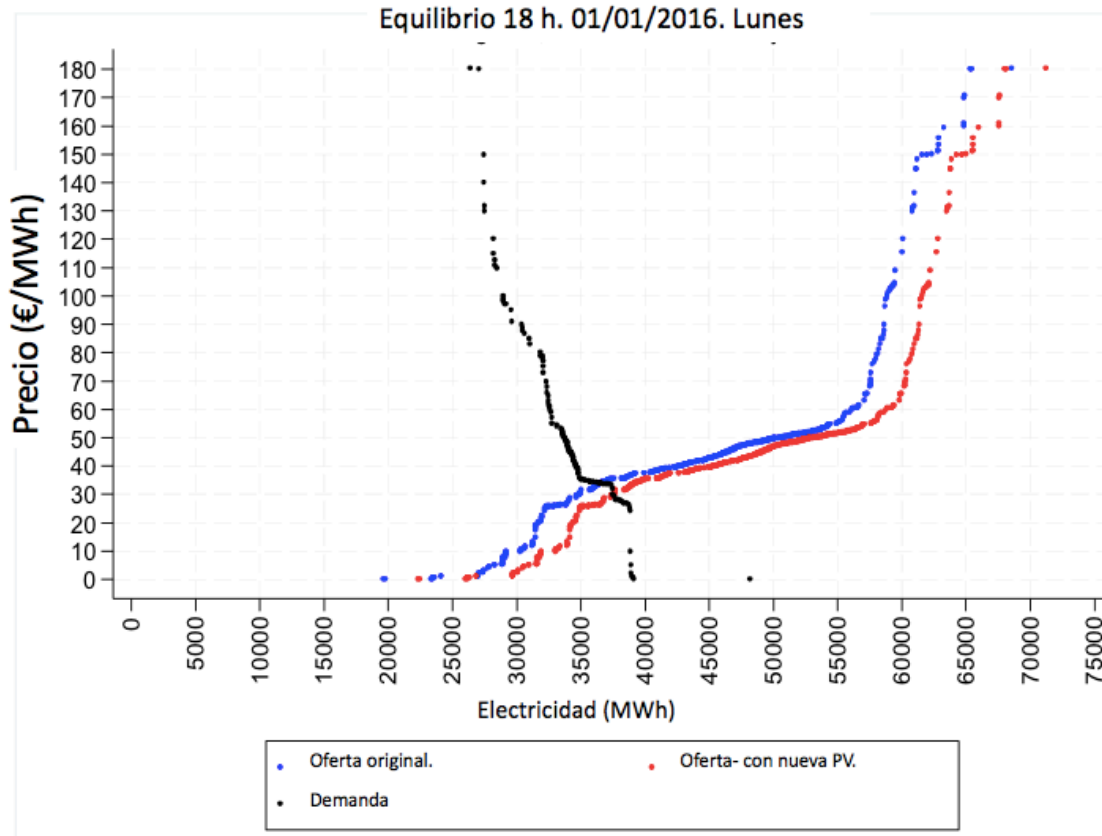
#### 4.4.2. Equilibrio y excedentes considerando en explotación las instalaciones fotovoltaicas autorizadas en 2017.

Como se explicó en la introducción, durante el año 2017 el Gobierno español autorizó la construcción de 3,909 MW de nuevas instalaciones fotovoltaicas. Además de garantizarles punto de conexión a la red, la Administración les aseguró un precio mínimo para su producción de energía, con la correspondiente reducción del riesgo financiero. El objetivo de esta medida reguladora era reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, contribuyendo así al cumplimiento de los compromisos nacionales de reducción de emisiones.

La incorporación al mercado de la energía producida por estas nuevas instalaciones provoca un desplazamiento hacia la derecha de la función de oferta, mientras que la función de demanda permanece constante (análisis *ceteris paribus*). El carácter inelástico de la curva de demanda es un factor importante para el análisis estático. Además, tiene sentido analizar este desplazamiento de la oferta en el corto plazo, ya que el proceso de construcción y conexión de estas plantas es relativamente sencillo y al hecho de que los promotores, al tener ingresos garantizados, disponen de financiación garantizada.

Como se ha descrito en la sección anterior, para estimar el desplazamiento de la función de oferta se ha supuesto que todas las nuevas instalaciones reciben la irradiación de un punto central de España), calculando así la producción horaria con la herramienta PV-GIS. Una vez conocida la energía producida cada hora, se asume que esta energía se ofrece al mercado a su coste marginal (que es prácticamente nulo). De esta manera, la curva de suministro experimenta un cambio a la derecha en las horas de sol y permanece invariable el resto del día. Como ejemplo de este desplazamiento, la **Figura 4.4** muestra el efecto en el mercado diario de la introducción de las nuevas plantas a las 14 horas del día 1 de agosto de 2016. Con los niveles de irradiación recibidos a esa hora, aparece un aporte de energía de 2,700 MWh. Como se puede observar en la figura, el resultado es un desplazamiento a la derecha de la curva de oferta que provoca una caída del precio horario de 34 a 29.8 €/MWh (más de 4 €) y un aumento de la electricidad intercambiada de 36,512 a 37,520 MWh. Realizando esta simulación para todas las horas del año, podemos calcular el efecto anual de la puesta en servicio de estas instalaciones.

**Figura 4.4.** Efecto en el mercado de la introducción de nueva energía fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de OMIE (2018)

Las variaciones observadas entre estas dos situaciones se presentan en la **Tabla 4.2** en la que se muestra que el precio de la electricidad disminuye en promedio 1.4 €/MWh, mientras que el consumo medio horario aumenta en 220 MWh, lo que representa un 4 y un 1% de los valores iniciales, respectivamente. En cuanto a los excedentes del mercado, el de los productores disminuye, en media en cerca de 23,000 € por hora, mientras que el de los compradores aumenta en unos 45,000 € por hora. Estos resultados horarios, acumulados durante todas las horas del año, dan lugar a una pérdida de excedente del productor de 200 millones de euros y a un incremento del excedente del consumidor de casi 400 millones de euros. Las variaciones en los excedentes son las esperables tras una reducción de precios (reducción del excedente del productor e incremento del excedente del consumidor), pero en este caso la reducción de unos es significativamente menor (en valor absoluto) que el incremento de otros, provocando este cambio en la oferta una mejora neta en el bienestar total de cerca de 200 millones de euros cada año.



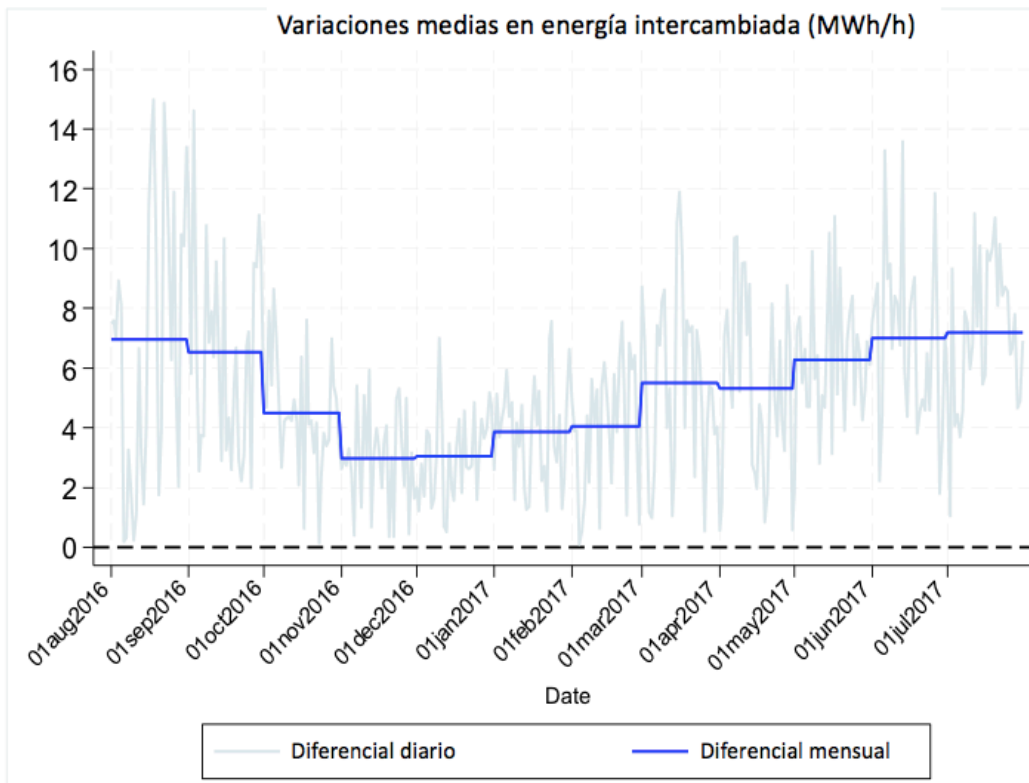
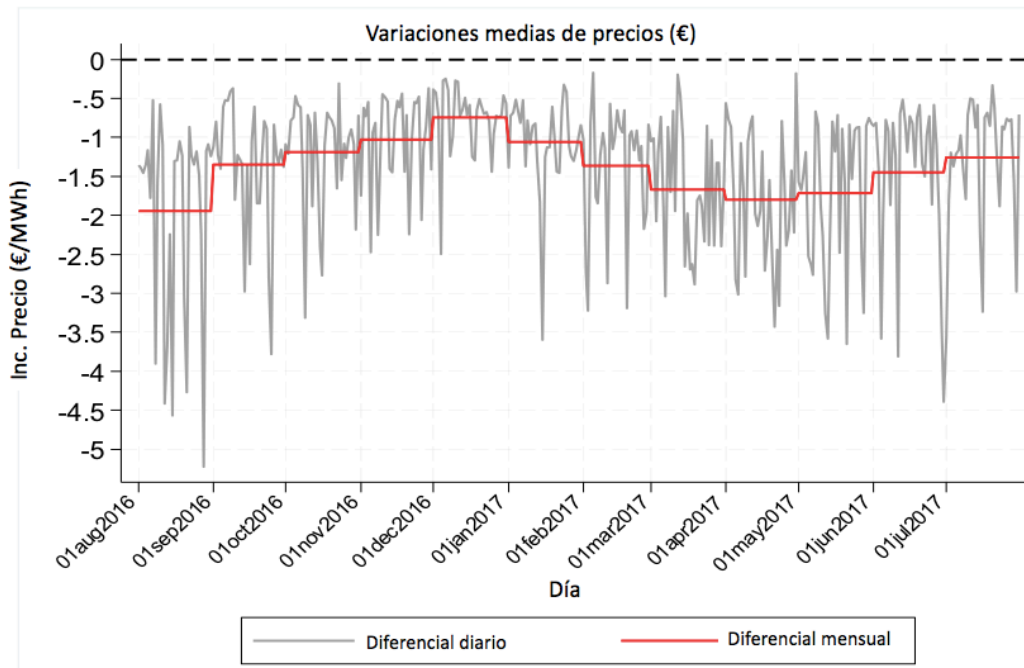
**Tabla 4.2.** Variaciones de precios y excedentes tras la incorporación de la nuevas instalaciones fotovoltaicas.

Variable	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Hourly price differential (€/MWh)	-1.4	2.3	-16.6	0.0
Hourly electricity differential (MWh)	219.6	349.4	-0.6	2030.4
Buyer hourly surplus differential (€)	44,986.9	76528.9	-879.5	629691.0
Seller hourly surplus differential (€)	-22,869.0	63578.3	-596692.5	80149.1
Total hourly surplus differential (€)	22,117.9	31235.3	-387.3	124575.0
Buyer annual surplus differential (€)	394,039,296			
Seller annual surplus differential (€)	-200,309,760			
Total annual surplus differential (€)	193,732,608			

Fuente: Elaboración propia

La **Figura 4.5** muestra la evolución de las variaciones de precio y cantidad con la consideración de las nuevas instalaciones fotovoltaicas. Como se puede observar en el primer gráfico la variación negativa del precio diario es mayor en valores absolutos en la temporada de primavera y en agosto, períodos en los que la producción fotovoltaica es importante y la demanda de electricidad se modera. En términos de cantidad, la variación positiva de la electricidad diaria es relativamente mayor en las estaciones de primavera y verano, donde los valores de irradiación alcanzan su máximo. Para encontrar una regla de dedo gordo debemos considerar que los precios se han reducido en 1.4 €/MWh como consecuencia de la incorporación de 80 GWh adicionales en el mercado eléctrico mayorista. Suponiendo que presenta un comportamiento lineal, se podría pensar que cada nuevo GWh incorporado al mercado supone una reducción de 2 céntimos en el precio de los MWh. Este resultado está en línea con el alcanzado por Gelabert *et al.* (2011).

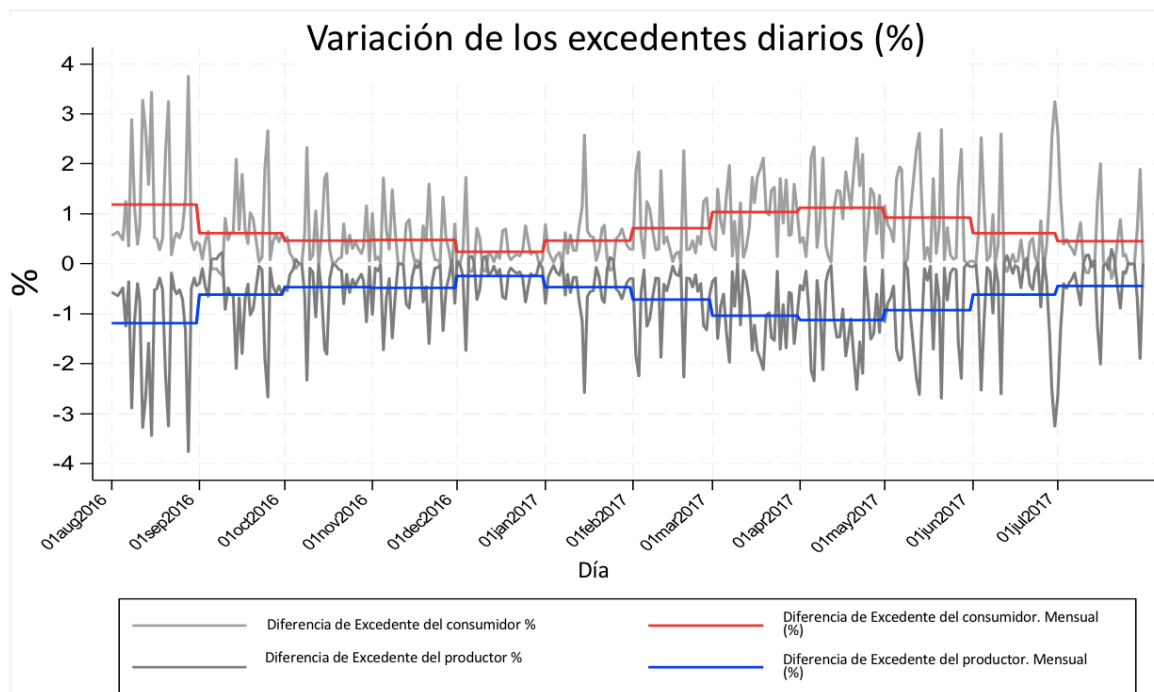
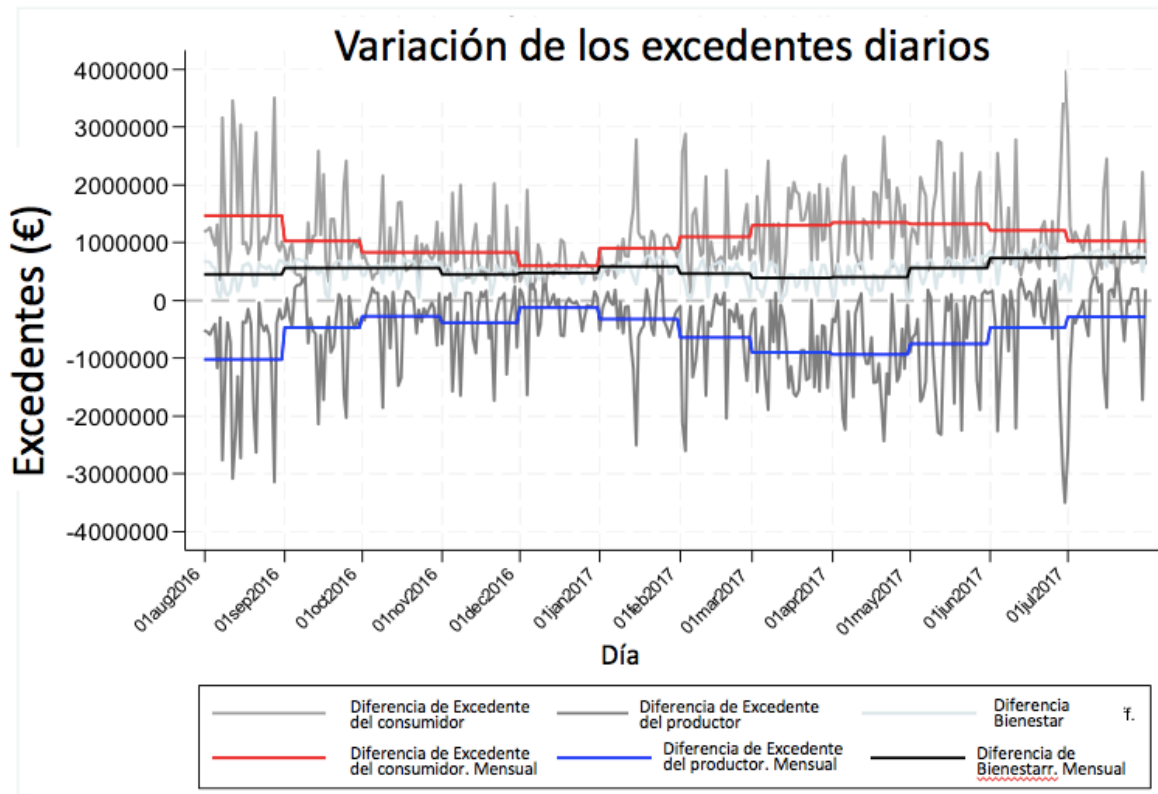
Figura 4.5. Variaciones de precio y cantidad. Evolución anual



Fuente: Elaboración propia

En lo que se refiere a los excedentes, la **Figura 4.6** muestra la evolución de las respectivas variaciones de sus valores diarios expresados en valores absolutos y en porcentajes. El primer gráfico muestra que la variación del excedente diario del consumidor es de alrededor de un millón de euros, aunque alcanza un valor máximo cercano a los 4 millones de euros el 30 de junio de 2017. Por otro lado, la variación del excedente del productor es negativa y oscila en torno a medio millón de euros (en valores absolutos); la caída máxima de este excedente alcanza los 3.5 millones de euros el ya mencionado 30 de junio de 2017. En conjunto, el superávit total diario experimenta una variación positiva que se mueve alrededor de medio millón de euros a lo largo del periodo. En términos relativos (segundo gráfico), la incorporación al mercado de las nuevas plantas fotovoltaicas provoca un aumento de la participación del excedente del consumidor en el bienestar total (con la correspondiente pérdida de peso del excedente del productor) que oscila alrededor del 0.7% a lo largo del año, aunque algunos días puede llegar a superar el 3%.

**Figura 4.6.** Evolución anual de los excedentes. Valor absoluto y distribución porcentual.

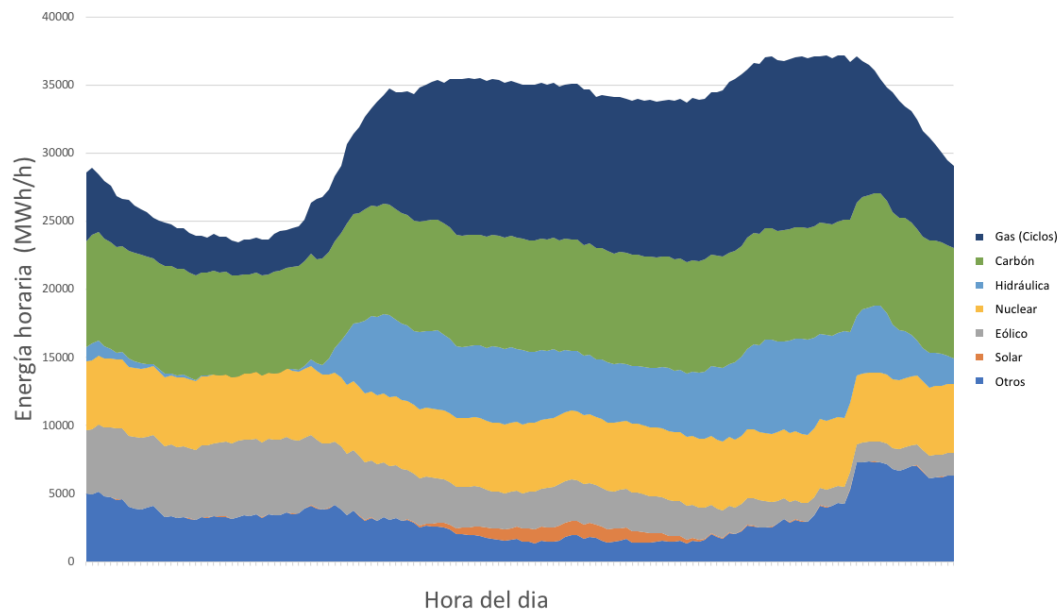


Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.3. Emisiones de CO2.

En los apartados anteriores se ha analizado el efecto en el mercado diario de la introducción de la energía fotovoltaica autorizada por el Gobierno de España en las subastas de 2017. Como se ha dicho anteriormente, la entrada en explotación de más instalaciones fotovoltaicas provoca una incorporación a la oferta de energía libre de emisiones y a bajo coste, lo que hace desplazar (*ceteris paribus*) la generación marginal (más cara). El Operador del Sistema Español, Red Eléctrica de España (REE), proporciona información horaria de qué tecnologías están cubriendo la demanda ordenadas según los precios ofertados (orden de mérito). En el periodo considerado, durante las horas en las horas que las plantas fotovoltaicas han tenido producción (horas de sol), la tecnología (marginal) que ha marcado precio ha sido siempre los ciclos combinados, por lo que cualquier kWh producido por las plantas solares ha supuesto una reducción de la misma magnitud en la producción de las centrales de ciclo combinado. En el caso de que la contribución fotovoltaica hubiera sido mayor, podría haber llegado a desplazar también producción procedente de las centrales de carbón (segunda tecnología de más cara en el orden de mérito). Como se observa en la **Figura 4.7**, la potencia instalada fotovoltaica tendría que ser significativamente mayor para desplazar a la generación basada en el carbón.

**Figura 4.7.** Cobertura de la demanda por tecnologías en España el 14/12/2016.



Fuente: Elaboración propia a partir de información de REE (2016)

Dado que la tasa de emisión de CO<sub>2</sub> para los ciclos combinados es de 370 gCO<sub>2</sub>/kWh (Arcos-Vargas *et al.*, 2018) cada kWh producido por las nuevas plantas fotovoltaicas reducirá 0.37 kg las emisiones de CO<sub>2</sub>. Como se visto anteriormente, la incorporación de los 3,909 MW de potencia fotovoltaica, producirá algo más de 6 TWh de energía adicional, por lo que el ahorro de CO<sub>2</sub> se puede estimar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Reducción de CO}_2 &= 0.37 \frac{\text{kg. CO}_2}{\text{kWh}} \times \frac{1 \text{ Tm.}}{1.000 \text{ kg.}} \times 6 \text{ TWh} \cdot \frac{1,000,000 \text{ MWh}}{1 \text{ TWh}} \\ &= 2,220 \text{ Tm. CO}_2 \end{aligned}$$

Esta cantidad puede entenderse como la aportación de la autorización de la nueva potencia fotovoltaica a los compromisos nacionales que España adoptó en el Acuerdo de París (Arcos-Vargas, 2016). Para valorar económicamente esta reducción de emisiones se considera un precio del CO<sub>2</sub> (a largo plazo) de entre 35-40 € por tonelada (S&P Global Platts, 2018). Lo cual supondría generar unos ingresos adicionales cercanos a los 800,000 € anuales.

## **4.5. Conclusiones y recomendaciones de política energética.**

En el presente estudio se cuantifica el efecto que tendría en el mercado ibérico de electricidad la entrada en explotación de los 3,909 MW de potencia fotovoltaica aprobadas por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en 2017. Estos efectos se miden en términos de precios de mercado, cantidad intercambiada y excedentes económicos de los consumidores y los productores. Dado que se conocen las ofertas y las demandas de todos los agentes del mercado diario para cada hora, es posible analizar directamente en el mercado, sin necesidad de estimar o construir modelos de comportamiento teóricos o econométricos. Los datos utilizados son públicos y proceden del Operador del Mercado Ibérico (OMIE).

Las principales hipótesis adoptadas para analizar el efecto en el mercado diario de la incorporación de las nuevas instalaciones consisten en suponer que todas se encuentran situadas en un punto de irradiación solar media en España y que el mercado eléctrico presenta una estructura competitiva, lo que es consistente con un valor del índice Herfindahl-Hirschman del orden de 1,000 en el caso español en el año 2017.

Según nuestros datos, el bienestar económico (excedente total) transmitido a la sociedad por los intercambios de electricidad, entre el 1 de agosto de 2016 y el 31 de julio de 2017 es muy importante, valorándose en 37,000 millones de euros, de los cuales la mayor parte (80%) corresponde a excedente de los compradores, lo que es coherente con el alto valor que los usuarios dan a la electricidad. En términos temporales, el mes en el que se genera mayor bienestar total es enero, que coincide con el período de mayores precios y cantidades horarias intercambiadas; en este mes, la participación del excedente del comprador disminuye hasta un 70%.

La entrada en servicio de la energía fotovoltaica asignada en la subasta de 2017 permitirá generar una energía limpia adicional de 6 TWh en un año, lo que representa el 2.5% de la demanda energética peninsular. Este *shock* de oferta reducirá los precios de la electricidad en 1.4 €/MWh de media horaria, lo que representa una reducción del 3% sobre el precio anterior. Además, las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirían en 2,220 Tm. ya que la nueva oferta fotovoltaica (en horas de sol) expulsará del mercado ofertas procedentes de ciclos combinados.

En términos de bienestar económico, el mayor suministro de electricidad provocará un aumento del excedente total de 200 M€ en un año, aunque su distribución será asimétrica, ya que mientras que el excedente del consumidor aumentará en casi en 400 millones de euros, el excedente del productor disminuirá en 200 millones de euros. Con objeto de convertir esta situación a un óptimo de Pareto, el regulador podría establecer mecanismos de compensación a las unidades generadoras expulsadas del mercado por un importe del orden de la pérdida de bienestar que experimentan. Estos recursos podrían proceder de un impuesto adicional a los consumidores, de forma que apareciera una transferencia equivalente a 200 millones de euros desde los consumidores hacia los productores, no modificándose el bienestar de los productores y aumentando el de los consumidores en cerca de 200 millones de euros. Como contrapartida a esta compensación, las empresas generadoras deberían ofrecer apoyo a los servicios auxiliares del mercado y a la seguridad de la red, lo que mejorará la fiabilidad y la seguridad del sistema, mejorando la calidad de servicio.

Dado la gran cantidad de información procesada en el estudio (ofrecida por OMIE), resultaría posible ampliar la investigación para tener en cuenta otros *shocks* de oferta, como pueden

ser el cierre de las centrales de carbón, el cierre de las nucleares o la incorporación de mayores niveles de energías renovables, entre otras. También resultaría posible simular *shocks* de demanda, como la electrificación del transporte, la calefacción u otras aplicaciones industriales.



---

## ***Capítulo 5:***

# ***Conclusiones y posibles líneas futuras de investigaciones.***

---

La presente Tesis estudia el impacto de los cambios que han aparecido en el sector eléctrico español en las últimas décadas. Cambios que tienen efectos directos sobre los consumidores, las empresas, los reguladores y sobre el bienestar de la sociedad en general. Para ello, se han identificado tres situaciones nuevas que se pueden producir en el mercado eléctrico español como consecuencia de su rápida transformación, situaciones para las que se han analizado las estrategias óptimas de los agentes y los resultados esperados dependiendo del caso. Además de evaluar parámetros económicos y financieros en las situaciones en las que proceda, se han evaluado también los efectos medioambientales, dando respuesta a uno de los cambios contextuales identificados en este trabajo como es el de la conciencia ecológica.

En la sección 3.1 se analiza el punto de vista del consumidor observando cómo la reducción del tamaño eficiente y de los costes de las instalaciones fotovoltaicas han hecho que comience a tener sentido económico y medioambiental la autoproducción en el punto de consumo. Las principales conclusiones de esta parte son:

- Con el nivel actual de coste de los sistemas fotovoltaicos y de la electricidad, las instalaciones residenciales fotovoltaicas son rentables en todas las localizaciones analizadas (Sevilla, Madrid y Marsella).
- Como es de esperar, cuanto mayor sea la irradiación y menor sea el precio de la

electricidad, mayor será la rentabilidad de las instalaciones (por lo que Sevilla es la más rentable).

- La energía solar que el modelo propone instalar es aproximadamente un tercio de la potencia contratada por un consumidor representativo. Asimismo, cabe destacar que cerca del 40% de la energía producida no se utiliza, proponiendo el modelo una operación de sobrecapacidad al menos durante las horas centrales del día. Dado que se propone una metodología general, se podrían calcular estos valores para cualquier usuario y en cualquier lugar del mundo.
- Aunque las rentabilidades actuales no resultan muy atractivas para un inversor profesional, las reducciones esperadas en los costes de inversión para los próximos años junto con el mantenimiento de los precios de la electricidad, harán que la rentabilidad de este tipo de instalaciones aumente significativamente.
- Los resultados muestran que, independientemente del lugar de fabricación e instalación, las instalaciones residenciales fotovoltaicas propuestas realizan una contribución medioambiental positiva e importante. Cabe destacar la importante contribución medioambiental que estas instalaciones representan en Francia (al menos para las primeras instalaciones) ya que la energía que desplazan proviene de las centrales de fuel-oil (673 g CO<sub>2</sub>/ kWh), y ello a pesar de las bajas emisiones medias de este país (gracias a la importante participación de la energía nuclear e hidráulica en su mix energético).
- Por último, se hace una estimación de la posible contribución de las instalaciones residenciales fotovoltaicas a los compromisos nacionales derivados del Acuerdo de París (COP-21). La comparación de la contribución de las emisiones individuales con el número total de emisiones del sector eléctrico por tecnología en cada país nos lleva a estimar que para Francia sería suficiente con la instalación de fotovoltaica residencial en 4.5 millones de hogares, ya que un número superior supondría desplazar hidráulica o nuclear, no teniendo efecto medioambiental. De estos 4.5 millones de hogares, los primeros 150,000 resultarían extremadamente eficientes, ya que estarían desplazando centrales de fuel-oil. La reducción total de emisiones asciende a cerca de 5 y 10 MtCO<sub>2</sub> al año para Francia y España, respectivamente,

valores que constituyen una fracción significativa de sus compromisos nacionales. Para alcanzar estos niveles resulta necesario movilizar una inversión de 12,000 millones de euros para el caso francés y algo más del doble para España.

A partir de estas conclusiones, y dado que la instalación de energía solar residencial parece ser una forma muy eficiente de reducir los niveles de emisiones, la Administración debe servir de catalizador y facilitador de este despliegue. Algunas de las acciones que podrían impulsar las distintas Administraciones involucradas, podrían ser:

- Favorecer acuerdos con instaladores para asegurar un precio fijo para cada tipo de instalación (o al menos un precio máximo), evitando el abuso al usuario residencial y asegurando los niveles de calidad.
- Crear un centro de compras, con objeto de capturar las economías de escala, ya que la adquisición masiva de los componentes en origen puede reducir significativamente la inversión necesaria, asegurando al mismo tiempo, la calidad de los equipos.
- Eliminar, o al menos reducir, todos los impuestos y tasas a la construcción y puesta en marcha de este tipo de instalaciones.
- Dado que el diseño propuesto no realiza ninguna venta de energía, y se trata de una tecnología madura y segura, debe eliminarse toda autorización previa y toda verificación por parte del contratista, informando a posteriori a la Administración.
- Aunque la tasa de interés se encuentra en un nivel históricamente bajo, la concesión de líneas de crédito sin intereses ni garantías favorecería su desarrollo con un coste prácticamente nulo para la Administración

La existencia de empresas de servicios que pudieran realizar la supervisión, mantenimiento y revisión de las plantas, le daría al cliente un alto nivel de confianza. Estas empresas podrían realizar la inversión recuperando estos importes de ahorro energético a lo largo de un período de tiempo (régimen ESCO). Las iniciativas tipo *crowdfunding* podrían ser una forma idónea para financiar el proyecto.

En el capítulo 3 se estudia el punto de vista del regulador, que persigue proporcionar la mejor calidad de servicio a los usuarios de su sistema, al menor coste posible. Las principales conclusiones de este análisis son:

- La elasticidad remuneración por cliente – tiempo de interrupción, presenta un valor significativo próximo a  $-1$  y significativo. Esta elasticidad indica que cuando las empresas aumentan su remuneración en un 1%, la duración de las interrupciones disminuye aproximadamente un 1%.
- La calidad de servicio mejora tanto si las empresas reciben incentivos tanto positivos como negativos, presentando una relación parabólica.
- En todos los casos analizados los incentivos se demuestran más eficaces que la remuneración básica, lo que resulta lógico si consideramos que el objetivo directo de la mayor parte de estos incentivos es la mejora de la calidad de servicio.
- Estos resultados generales pueden ser más específicos cuando permitimos que las variables cuantitativas interactúen con ciertas variables categóricas que permiten controlar por rasgos idiosincráticos de los diferentes países analizados. Así, las variables remunerativas ("remuneración" e "incentivos") parecen afectar principalmente a los países con niveles de calidad más bajos, que pueden tener un mayor potencial de mejora.
- En cuanto a los modelos regulatorios, los modelos de remuneración más eficientes son el *Price Cap*, el *Cost Plus* y el *Revenue Cap*. Sin embargo, este resultado debe presentarse como un fenómeno observado en la muestra y no como una demostración de causalidad, dado el pequeño tamaño de la muestra y la dificultad de hacer una distribución precisa entre países y sistemas regulatorios.
- En cuanto al efecto individual a nivel de país, se observa un mejor comportamiento en Reino Unido, Italia, Austria y España

Por último, en el capítulo 4. se presenta el punto de vista de la sociedad en su conjunto, que persigue proporcionar la mejor calidad de servicio a los usuarios de su sistema al menor coste posible. Las principales conclusiones de este análisis son:

- El bienestar económico (excedente total) transmitido a la sociedad derivado del intercambio de energía eléctrica en el período considerado asciende a 37,000 millones de euros. La mayor parte (80%) corresponde al excedente del consumidor lo que tiene sentido dado el alto valor que los usuarios otorgan a la electricidad.
- Del análisis estacional del bienestar, se observa que el mes en el que se genera un mayor bienestar es enero, mes que coincide con el período de mayores precios y de mayores intercambios horarios; reduciéndose la participación del excedente del comprador de un 80% a un 70%.
- La entrada en servicio de la energía fotovoltaica asignada en la subasta de 2017, supone una incorporación al mercado de 6 TWh/año de energía libre de emisiones, lo que representa el 2.5% de la demanda energética peninsular. Este shock de oferta reducirá los precios de la electricidad en 1.4 €/MWh en promedio, lo que representa una reducción del 3% sobre el precio actual de la factura eléctrica. Además, el ahorro de CO<sub>2</sub> por la sustitución de tecnologías contaminantes ascenderá a 2,220 Toneladas de CO<sub>2</sub><sub>eq</sub>.
- En términos de bienestar económico, la incorporación de estas nuevas instalaciones fotovoltaicas, provocarán un aumento del excedente total de 200 millones de euros en un año, aunque su distribución será asimétrica. Mientras que el excedente del comprador aumentará en casi 400 millones de euros, el excedente del vendedor disminuirá en 200 millones de euros.
- El resultado de la participación en el mercado de estas nuevas plantas fotovoltaicas, afecta positivamente al sistema en su conjunto, pero provoca la expulsión de las empresas menos eficientes (principalmente unidades de ciclo combinado), así como la reducción del margen de contribución para el conjunto de las empresas que permanecen en el mercado. Para convertir esta situación en un óptimo de Pareto se podría asignar una compensación monetaria a aquellas empresas con tecnologías menos eficiente que abandonen el mercado durante su vida residual. A cambio, estas empresas deberían ofrecer apoyo a los servicios auxiliares del mercado y a la seguridad de la red, lo que a su vez mejora la fiabilidad y la seguridad del sistema aumentando el excedente de los compradores, sin reducir el de los vendedores.

Para terminar, y a la vista de los estudios realizados, y de las conclusiones y recomendaciones alcanzadas, considero que sería interesante continuar esta investigación en las siguientes líneas de trabajo:

Dado que los cambios que está experimentando el sector eléctrico, sería interesante desarrollar un artículo de revisión (primera línea propuesta) de modo que ayude a los agentes involucrados a modificar sus comportamientos y estrategias. Parte de estos cambios en el contexto se han desarrollado en el capítulo 1 de esta Tesis, pero sería de gran valor realizar un estudio sistemático de la literatura existente

En relación a lo expuesto en el capítulo 2, para complementar la visión del consumidor, se puede proponer un modelo energético nacional (segunda línea propuesta) extrapolando para el conjunto de los consumidores los métodos propuestos en Arcos *et. al.* (2018). Así, a medio camino entre el individuo y el Estado, podemos hacer referencia al artículo denominado “*Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville*”, publicado en la revista *Sustainable Cities and Society* en abril de 2019 (Arcos-Vargas *et al.*, 2019), en el que se complementa el método planteado en dicho capítulo, introduciendo baterías y aplicándolo al término municipal de Sevilla.

Los estudios venideros en el campo del autoconsumo, se tendrán que actualizar para dar respuesta a lo establecido por el reciente Real Decreto de Autoconsumo. En este sentido, una posible investigación consistiría en, partiendo de los datos de consumo horario y de localización en un determinado usuario, determinar el tamaño óptimo de la batería de almacenamiento y de la potencia fotovoltaica, para cada valor de venta a la red de la energía excedentaria (tercera línea propuesta)). También en el capítulo 2 se ha analizado la influencia de la latitud (Sevilla, Madrid, Marsella) en la rentabilidad económica y mediomambiental del proyecto, por lo que se podrían realizar unos mapas en los que se analice la variación de la rentabilidad y de las emisiones evitadas para los países de la Unión Europea, para cada tipo de instalación fotovoltaica (plana, simple eje y doble eje). (cuarta línea propuesta)

A la vista de lo expuesto en el capítulo 3 nos podríamos preguntar cuál es el nivel de calidad óptimo que satisface las aspiraciones de los consumidores (quinta línea propuesta). Una primera aproximación a este problema se presentó en las II Jornadas de la Escuela de Energía de la Universidad Internacional Menéndez Pelayo en la ponencia ¿Cuánto costaría mejorar

la calidad de servicio?, presentada por Fernando Núñez y Angel Arcos-Vargas en marzo de 2017 (Arcos y Núñez, 2017), donde partiendo de los valores de la elasticidad “interrupciones – remuneración”, se obtiene para España lo que cuesta la mejora de los niveles de calidad de servicio, mientras que para calcular los beneficios de dicha mejora, se pueden usar los valores que construyen Linares y Rey (2013) o Poudine y Jamasb (2015). Estos resultados no están publicados, y podrían resultar de interés para el regulador, ya que las conclusiones preliminares apuntan a que la calidad del servicio que suministran las empresas distribuidoras en España es superior a la que demandan los usuarios, teniendo sentido (por coste/beneficio) reducir los niveles de calidad, utilizando esos recursos para otros objetivos.

Por último, el capítulo 4 es el que más oportunidades de contribuciones futuras aporta, debido a la riqueza de la información que proporciona el OMIE, así como a los interrogantes que se están planteando para el futuro próximo sobre la composición y el funcionamiento de los mercados de electricidad. Por una parte, y en coherencia con los cambios presentados en el capítulo 1, tendría interés estudiar: el cierre de las centrales nucleares (sexta línea propuesta) identificando esta tecnología en las curvas de oferta de energía horarias y retirándolas del *pool* de oferentes, suponiendo este hecho una contracción de la oferta horaria, con la consecuente elevación de los precios del mercado y, previsiblemente, con el consiguiente aumento de las emisiones. Esta retirada podría ser de una vez o bien de forma escalonada, a medida que los grupos nucleares vayan alcanzando el final de su vida útil. De forma simétrica, se podría estudiar el impacto del cierre de las centrales de carbón (séptima línea propuesta).

Desde el lado de la demanda es posible simular el impacto que tendría en el mercado la electrificación del transporte por carretera (octava línea propuesta), usando los patrones de recarga de vehículos obtenidos de los casos reales analizados. También tendría sentido cualquier combinación de los anteriores escenarios de oferta y demanda (novena línea propuesta) así como considerar además la introducción de más capacidad fotovoltaica (decima línea propuesta).

En concreto, como extensión del paper “*The Impact of Photovoltaic Energy on Economic Welfare: An Application to the Iberian Electricity Market*”, el impacto de la entrada de energía fotovoltaica se puede analizar desde el punto de vista del inversor fotovoltaico

(undécima línea propuesta), estimando cuál será la previsible caída de ingresos para un nuevo inversor fotovoltaico, que sin duda será mayor que el propuesto en nuestro estudio de 1.6 €/kWh, ya que la afección será solo en las horas de sol

En definitiva, tras la redacción de esta memoria de Tesis se abren hasta once nuevas propuestas de investigación que, dado su interés y actualidad, esperamos cristalicen en artículos publicados en revistas académicas de primer nivel, en los próximos meses.



---

## *Referencias.*

---

Arcos-Vargas, A, Maza, J.M., y Núñez, F., (2018). *Propuestas para el fomento de la movilidad eléctrica: barreras identificadas y medidas que se deberían adoptar*. Madrid. Ed. Real Academia de Ingeniería.

Arcos-Vargas, A., (2016). After the Paris agreement. *DYNA Ingeniería e Industria*, 92(1), 12-14. <http://dx.doi.org/10.6036/8229>.

Arcos-Vargas, A., Cansino, J.M. y Román-Collado, R. (2018). Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, 1024-1035. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.023>.

Arcos-Vargas, A., Lugo, D y Núñez, F., (2018). Residential peak electricity management. A storage and control systems application taking advantages of smart meters. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 102, 110–121.

Arcos-Vargas, A., Luna-Romera, J.M., Garcia-Gutierrez, J., y Riquelme-Santos, J.C. (2018). Smart meters: potential savings for consumers. *DYNA Ingeniería e Industria*, 93 (3). <http://dx.doi.org/10.6036/8782>.

Arcos-Vargas, A., Núñez-Hernández, F., y Villa-Caro, G. (2017). A DEA analysis of electricity distribution in Spain: An industrial policy recommendation. *Energy Policy*, 102, 583–592. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.004>.

Arcos-Vargas, A., Núñez, F., y Ballesteros, J.A. (2017) Quality, remuneration and regulatory framework: some evidence on the European electricity distribution *Journal of Regulatory Economics* 51, 98. <https://doi.org/10.1007/s11149-017-9320-3>.

Arcos-Vargas, A., Riviere, L. (2018). *Grid Parity and Carbon Footprint: An Analysis for Residential Solar Energy in the Mediterranean Area*. Cham, Switzerland. Ed. Springer-Nature.

Arcos-Vargas, A.; Núñez, F. (2017). *Actas de la II Jornadas de Endesa Escuela de Energía. Economía Eléctrica. Cómo la tecnología puede cambiar el funcionamiento del sector*. Universidad Internacional Menéndez Pelayo. Sevilla, 23 y 24 de marzo de 2017.

Arcos, A., Alvarez de Toledo, P. (2009). An analysis of the Spanish electrical utility industry: economies of scale, technological progress and efficiency. *Energy Economics*, 31 (3), 473-481. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.01.016>.

Bajo-Buenestado, R. (2017). Welfare implications of capacity payments in a price-capped electricity sector: A case study of the Texas market (ERCOT). *Energy Economics* 64, 272–285. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.026>.

Beyer, M.A., y Laney, D., (2012). The Importance of ‘Big Data’: A Definition, Gartner, Stamford, CT. Recuperado de <https://www.gartner.com/en/documents/2057415-the-importance-of-big-data-a-definition>.

Bhandari, R., y Stadler, I., (2009). Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. *Solar Energy*, 83 (9), 1634-1644. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.06.001>.

Bhattacharya, S., Giannakas, K., y Schoengold, K. (2017). Market and welfare effects of renewable portfolio standards in the United States electricity markets. *Energy Economics* 64, 384–401. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.011>.

Bigerna S., y Bollino, C.A. (2016). Ramsey prices in the Italian electricity market. *Energy policy*, 88, 603-612. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.037>.

Biondi, T., y Moretto, M. (2014). Solar Grid Parity dynamics in Italy: A real option approach. *Energy*, 80, 293-302. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.11.072>.

Bloomberg, New Energy Finance. (2014). *New energy outlook 2016. Global overview, 2015*: Recuperado de <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.

Bloomberg New Energy Finance. (2019). New Energy Outlook 2018. Recuperado de <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.

Bode, S. (2006). On the impact of renewable energy support schemes on power prices, *HWWI Research Paper*, No. 4-7, Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI), Hamburg.

Bonnet, C., Dubois, P., Martimort, D., y Straub, S. (2012). Empirical evidence on satisfaction with privatization in Latin America. *The World Bank Economic Review*, 26(1), 1-33. <https://doi.org/10.1093/wber/lhr037>.

Breyer, C., y Gerlach, A. (2012). Global overview on grid-parity. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 21, 121–136 <https://doi.org/10.1002/pip.1254>.

Cambini, C. y Rondi, L. (2010). Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 38(1), 1-26. <https://doi.org/10.1007/s11149-009-9111-6>.

Cameron, A.C., y Trivedi, P.K., (2009). *Microeconometrics: Methods and applications*. Cambridge University Press, Cambridge.

Canales Gutierrez, M. (2017). Contribucion de las compañías que integran unesa a la sociedad española. UNESA. I Jornada de Economía Eléctrica. Universidad de Sevilla. Mayo 2017.

Cansino, J. M., Román, R., y Colinet, M. J. 2017. Two smart energy management models for the Spanish electricity system. *Utilities Policy* 50, 60-72. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.10.002>.

Casten, T.R. (1996) Whither electric generation? A different view. *Cogeneration and Competitive Power Journal* 1 (11).

CEER, (2012). *5th Benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Council of European Energy Regulators*. Recuperado de [https://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/Tab/CEER\\_Benchmarking\\_Report.pdf](https://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf).

CEER. (2016). *Position Paper on Renewable Energy Self-Generation*, Recuperado de [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2016/C16-SDE-55-03\\_Renewable%20Self Consumption\\_PP.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2016/C16-SDE-55-03_Renewable%20Self%20Consumption_PP.pdf).

Celik, A. N., Muneer, T., y Clarke, P. 2008. Optimal sizing and life cycle assessment of residential photovoltaic energy systems with battery storage. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(1), 69-85. <https://doi.org/10.1002/pip.774>.

Chatri F., Yahoo M., y Othman J. (2018). The economic effects of renewable energy expansion in the electricity sector: A CGE analysis for Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 95, 203-216. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.022>.

Chel, A., Tiwari, G.N., y Chandra, A. (2009). Simplified method of sizing and life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic system. *Energy and Buildings* 41, 1172-1180. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.06.004>.

Church, J. y Ware, R. (2000). *Industrial Organization*. McGraw-Hill. Boston

Ciarreta A., Espinosa M.P., y Pizarro-Irizar C. 2017. Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market? *Energy Policy*, 104, 171-182. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.044>.

Clean technica. (2017) Batteries keep on getting cheaper. Recuperado de <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/>.

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 2019. Informe de supervisión del mercado peninsular de producción de energía eléctrica (2017). Recuperado de [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2322298\\_0.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2322298_0.pdf)

Cui-Mei, M.A., y Quan-Sheng, G.E. (2014). Method for Calculating CO<sub>2</sub> Emissions from the Power Sector at the Provincial Level in China. *Advances in climate change research* 5(2) 92-99. <https://doi.org/10.3724/SP.J.1248.2014.092>.

Cui, T., Caravelli F., y Ududec, C., (2018). Correlations and clustering in wholesale electricity markets. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 492, 1507-1522. <https://doi.org/10.1016/j.physa.2017.11.077>.

De Frutos M.A., y Fabra, N. (2012). How to allocate forward contracts: The case of electricity markets, *European Economic Review*, 56 (39), 451–469. <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2011.11.005>.

De Mauro, A., Greco, M., y Grimaldi, M. (2014) What is Big Data? A Consensual Definition and a Review. Presented at “4th International Conference on Integrated Information”. Madrid. <https://doi.org/10.13140/2.1.2341.5048>.

De Mauro, A., Greco, M., y Grimaldi, M., (2016). A formal definition of Big Data based on its essential features. *Library Review* 65 (3), 122-135. <http://dx.doi.org/doi:10.1108/LR-06-2015-0061>.

De Wild-Scholten, M.J. (2013). Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 119, 296–305. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>.

Dear, M. (1992) Understanding and Overcoming the NIMBY Syndrome, *Journal of the American Planning Association*, 58:3, 288-300.

Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de abril de 2006 sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos y por la que se deroga la Directiva 93/76/CEE. Recuperado de <https://www.boe.es/doue/2006/114/L00064-00085.pdf>.

Echávarri, L. (2018). La situación de la energía nuclear en el mundo y perspectivas de futuro. Barcelona, Foro Nuclear. 12 de julio de 2018.

El Observatorio Crítico de la Energía (2017). El carbón en España en 2016 Recuperado de [http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files\\_download/El\\_carbon\\_en\\_Espana\\_en\\_2016.pdf](http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/El_carbon_en_Espana_en_2016.pdf).

Electrek. (2018), Tesla’s Gigafactory 1 battery cells have a 20% cost advantage over LG, new report says. Recuperado de <https://electrek.co/2018/11/20/tesla-gigafactory-battery-cells-made-cost-advantage-panasonic-lg-report/>.

Electrek. (2019) Tesla to achieve leading \$100/kWh battery cell cost this year, says investor after Gigafactory 1 tour. Recuperado de <https://electrek.co/2018/09/11/tesla-100-kwh-battery-cost-investor-gigafactory-1-tour/yand>.

Energía info (2016) Comparador de las tarifas de luz. Recuperado de <http://www.energia-info.es/comparativa-tarifas-luz/>.

Environment and Climate Change Canada (2011). Statement by Minister Kent. Foyer of the House of Commons. December 12, 2011. Recuperado de <http://ec.gc.ca/default.asp?lang=En&n=976258C6-1&news=6B04014B-54FC-4739-B22C-F9CD9A840800>.

Erbach, G. (2016). Understanding electricity markets in the EU. European Parliamentary Research Service. EPRS. Recuperado de [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS\\_BRI\(2016\)593519\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI(2016)593519_EN.pdf).

Espinosa, M.P., y Pizarro-Irizar, C. (2018). Is renewable energy a cost-effective mitigation resource? An application to the Spanish electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 902-914. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.065>.

European Commission (2013). *Green Paper: A 2030 Framework for Climate and Energy Policies*. COM(2013) 169 Final. Recuperado de [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/GP\\_EN\\_web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/GP_EN_web.pdf).

European Commission, Directorate-General for Energy (2015). *Study on tariff design for distribution systems. Final Report*. Recuperado de [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF).

European Commission. Institute for Energy and Transport IET (2017). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Recuperado de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

Evans, A., Strezov, V., y Evans, T. (2009). Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (5): 1082–1088. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.03.008>.

Flores, M.R. y Santos, M. (2015). El mercado eléctrico en España: La convivencia de un monopolio natural y libre mercado. *Revista Europea de Derechos Fundamentales*, 25, 257-297.

Foro Nuclear (2014). La energía nuclear y seguridad de suministro. Diciembre 2014. Recuperado de [www.foronuclear.org/.../Resultados\\_nucleares\\_2014...2015.pdf](http://www.foronuclear.org/.../Resultados_nucleares_2014...2015.pdf).

Frischknecht R., Itten R., Sinha P., de Wild-Scholten M., Zhang J., Fthenakis V., Kim H.C., Raugei M., Stucki M. (2015). *Life cycle inventories and life cycle assessment of photovoltaic systems*. International Energy Agency (IEA), PVPS Task 12, Report T12-04:2015. Recuperado de [https://www.bnl.gov/pv/files/pdf/226\\_Task12\\_LifeCycle\\_Inventories.pdf](https://www.bnl.gov/pv/files/pdf/226_Task12_LifeCycle_Inventories.pdf).

Frischknecht, R., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., de Wild-Scholten, M., Fthenakis, V., Kim, H.C., Alsema, E., y Held, M. (2016). *Methodology guidelines on Life Cycle Assessment of photovoltaic electricity, 3rd edition*. International Energy Agency (IEA), PVPS Task 12, Report IEA-PVPS T12-06:2016. Recuperado de [http://www.seas.columbia.edu/clca/IEA\\_Task12\\_LCA\\_Guidelines\\_12\\_1\\_11\\_Latest.pdf](http://www.seas.columbia.edu/clca/IEA_Task12_LCA_Guidelines_12_1_11_Latest.pdf).

Frischknecht, R., Itten, R., Wyss, F., Blanc, I., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., y Wade A. (2014). *Life cycle assessment of future photovoltaic electricity production from residential-scale systems operated in Europe*. International Energy Agency (IEA), 2014. PVPS Task 12, Report T12-05-2015. Recuperado de <http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/Future-PV-LCA-IEA-PVPS-Task-12-March-2015.pdf>.

Fthenakis, V. (2009). Sustainability of photovoltaics: The case for thin-film solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 13 (9). 2746–2750. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.05.001>.

Fu, Y., Liu, X., y Yuan, Z. (2015). Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. *Journal of Cleaner Production*, 86, 180-190. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.07.057>.

Fumagalli, E., y Lo Schiavo, L., (2009). Regulating and improving the quality of electricity supply: the case of Italy. *European Review of Energy Markets*, 3 (3)

- Garcia-Redondo, A. J., y Román-Collado, R. (2014). An economic valuation of renewable electricity promoted by feed-in system in Spain. *Renewable Energy*. 68, 51 -57. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.028>.
- Gelabert L., Labandeira L., y Linares, P. (2011). An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices, *Energy Economics*, 33, Supplement 1, S59-S65. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.07.027>.
- Genc, T.S. (2016). Measuring demand responses to wholesale electricity prices using market power indices. *Energy Economics*, 56, 247–260 <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.03.013>.
- Genc, T.S., y Aydemir, A. (2017). Power trade, welfare, and air quality. *Energy Economics*. 67, 423-438 <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.08.014>.
- Giannakis, D., Jamasb, T., y Pollitt, M., (2005). Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks. *Energy Policy*. 33, 2256-2271. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.04.021>.
- González, A., Riba, J. R., y Rius, A. (2015). Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic–wind–biomass power system. *Sustainability*, 7(9), 12787-12806. <https://doi.org/10.3390/su70912787>.
- Growitsch, C., Jamasb, y T., Pollitt, M., (2005). Quality of service, efficiency, and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. *Applied Economics*, 41, 2555-2570. <https://doi.org/10.1080/00036840701262872>.
- Guezuraga, B., Zauner, R., y Pölz, W. (2012). Life cycle assessment of two. Different 2 MW class wind turbines. *Renew. Energy*, 37, 37–44. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.008>.
- Guisado-Falante, J.M y Lillo-Bravo, I., (2016). Viabilidad del almacenamiento energético en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. *Trabajo Fin de Grado*, Universidad de Sevilla. Recuperado de <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/50335>.
- Hamilton, J. D. (1994). *Time Series Analysis*. Princeton. Princeton University Press.



Hartner, M., Mayr, D., Kollmann, A., y Haas, R. (2017). Optimal sizing of residential PV-systems from a household and social cost perspective: A case study in Austria. *Solar Energy*, 141, 49-58. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.022>.

Hatsumoto, A., Merlone U., y Szidarovszky F. (2011). Some notes on applying the Herfindahl–Hirschman Index, *Applied Economics Letters*, 19, 181–184. <https://doi.org/10.1080/13504851.2011.570705>.

Hattori, T., Jamasb, T., Pollitt, M.G., (2003). A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation. *Department of Applied Economics, University of Cambridge*. Working Paper 0212.

Hayer, K., y Trück S. (2018). Electricity markets around the world. *Journal of Commodity Markets*, 9, 77-100. <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.02.001>.

Hernández-Moro, J., y Martínez-Duart, J.M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20, 119–132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>.

Hunt, L.P. (1976). *Total energy use in the production of silicon solar cells from raw materials to finished product*. En: In: Photovoltaic Specialists Conference, 12th, Baton Rouge, La., November 15-18, 1976, Conference Record. (A78-10902 01-44) New York, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1976, p. 347-352. Recuperado de <http://adsabs.harvard.edu/abs/1976pvsp.conf..347H>.

Hurtado Munoz, L.A., Huijben, J.C.C.M., Verhees, B., y Verbong, G.P.J. (2014). The power of grid parity: A discursive approach. *Technological Forecasting & Social Change* 87: 179–190. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.12.012>.

Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE). 2016. Recuperado de <https://www.insee.fr/fr/accueil>.

International Energy Agency (IEA). (2018). *Members countries. Statistics*. Recuperado de <http://www.iea.org/countries/membercountries/spain/statistics/>.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018), *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi. Recuperado de

<https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>.

Internet of Things World 2019. (2019). Santa Clara, CA., USA. Recuperado de [https://tmt.knect365.com/iotworld/?utm\\_source=postscares&utm\\_medium=paid&utm\\_content=website-banner&utm\\_campaign=TEC6342-internet-of-things-world](https://tmt.knect365.com/iotworld/?utm_source=postscares&utm_medium=paid&utm_content=website-banner&utm_campaign=TEC6342-internet-of-things-world).

Jacobson, M.Z. (2008). Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy & Environmental Science*, 2, 148-173. <https://doi.org/10.1039/B809990C>.

Jamasb, T., y Pollitt, M. (2003). International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy Policy*, 31, 1609-1622. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00226-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00226-4).

Jamasb, T., y Pollitt, M. (2007). Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. *Energy Policy*, 35, 6163-6187. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.022>.

Jamasb, T., y Pollitt, M., (2000). Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience. *Univesity of Cambridge. Cambridge Working Papers in Economics*, 0101. Recuperado de <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/280>.

Jamasb, T., y Pollitt, M., (2008). Reference models and incentive regulation of electricity distribution networks: An evaluation of Sweden's network performance assessment model (NPAM). *Energy Policy*, 36, 1788-1801. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.034>.

Janda, K. (2018). Slovak electricity market and the price merit order effect of photovoltaics. *Energy Policy*, 122, 551-562, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.021>.

Joskow, P.L., y Kahn, E. (2002). A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000. *Energy Journal*, 23 (4), 1-35 <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol23-No4-1>.

Kahn, A. E. (1998), *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. Cambridge, MA. USA. MIT Press.

Kennedy, P. (2008). *A guide to econometrics*. Hoboken, NJ, USA. Wiley-Blackwell, 6th Ed.

Kosmadakis G., Karellas S., y Kakaras E. (2013) Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diversity of Energy Systems. In: Michalena E., Hills J. (eds) Renewable Energy Governance. Lecture Notes in Energy, vol 23. Springer, London.

Lazard. (2016). Dec 15 2016, *Levelized Cost of Energy Analysis*. Recuperado de <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-analysis-100/>.

Leamer, E., y Levinsohn, J. (1995). International Trade Theory: The Evidence, en G. Grossman, M. y Rogoff, K. *The Handbook of International Economics*, III, Amsterdam. Elsevier .

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado. Viernes 27 de diciembre de 2013 Sec. I. 105198. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>.

Linares, P., y Rey, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? *Energy Policy*, 61, 751-760. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.083>.

Lütkepohl, H. (1993). *Introduction to Multiple Time Series Analysis*. 2nd ed. New York. Springer.

Mahmoud, A. A., 2006. Energy–GDP relationship revisited: An example from GCC countries using panel causality. *Energy Policy*, 34(17), 3342–3350. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.07.005>.

Marin-Comitre, U., Anastasio Mulero-Diaz, A., y Miranda Garca-Cuevas, M. T. (2014). Feasibility analysis of photovoltaic facilities for household electricity self-consumption in Extremadura. *DYNA Ingeniería e Industria*, 89(4), 413-421. <http://dx.doi.org/10.6036/7074>.

Marshall, M.Y. (1989). *Customer Wheeling: A Fiction, Contrary to the Public Interest*. Edison Electric Institute, Transmission Issues Monograph, Washington, D.C., 1989.

Martin, R. (2016). China's Solar Binge Is Turning into a Hangover. *MIT Technology Review*. Recuperado de <https://www.technologyreview.com/s/602136/chinas-solar-binge-is-turning-into-a-hangover/>.

McPherson, S.S. (2013) *War of the Currents: Thomas Edison vs Nikola Tesla*. Minneapolis, USA. Lerner Publishing.

Meubarth, J., Woll, O., Weber, C. y Gerecht, M., (2006). Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56 (7), 42–45.

Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (2016). *Stratégie Nationale Bas-Carbone*. Recuperado de [http://unfccc.int/files/mfc2013/application/pdf/fr\\_snbc\\_strategy.pdf](http://unfccc.int/files/mfc2013/application/pdf/fr_snbc_strategy.pdf).

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2017). Factura eléctrica. Recuperado de <http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/Paginas/conceptos-factura.aspx>.

Ministerio para la Transición Ecológica (2019). *Inventario nacional de emisiones a la atmósfera. Emisiones de gases de efecto invernadero. Informe resumen. Edición 2019*. Recuperado de [https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumeninventariogei-ed2019\\_tcm30-486322.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumeninventariogei-ed2019_tcm30-486322.pdf).

Miquel, C., y Gaiddon, B. (2009). *Energies Renouvelables et Efficacité Energétique. July. Systèmes photovoltaïques: fabrication et impact environnemental*. HESPUL. Recuperado de [https://www.photovoltaïque.info/media/filer\\_public/36/fe/36fe92bb-d625-4712-abb4-47470c864208/pv\\_fab\\_envt\\_final\\_26082009.pdf](https://www.photovoltaïque.info/media/filer_public/36/fe/36fe92bb-d625-4712-abb4-47470c864208/pv_fab_envt_final_26082009.pdf).

Mokhtari, G., Nourbakhsh, G., y Gosh, A. (2013). Optimal sizing of combined PV-energy storage for a grid-connected residential building. *Advances in Energy Engineering*, 1 (3), 53-65.

Moreno, B., y López, A.J. (2011). The impact of renewable energies and electric market liberalization on electrical prices in the European Union. An econometric panel data

model. En 2nd International Conference on Bioenvironment, Biodiversity and Renewable Energies (Bionature), Venecia, Italia. Recuperado de [https://www.researchgate.net/publication/268279400\\_The\\_Impact\\_of\\_Renewable\\_Energies\\_and\\_Electric\\_Market\\_Liberalization\\_on\\_Electrical\\_Prices\\_in\\_the\\_European\\_Union\\_An\\_Econometric\\_Panel\\_Data\\_Model](https://www.researchgate.net/publication/268279400_The_Impact_of_Renewable_Energies_and_Electric_Market_Liberalization_on_Electrical_Prices_in_the_European_Union_An_Econometric_Panel_Data_Model).

Mulvaney, D. (2014). Solar Energy Isn't Always as Green as You Think. *IEEE Spectrum* 26.

Newbery, D., Pollitt, M.G., Ritz, R.A., y Strielkowski, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 695–707. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>.

Nuñez, F., y Arcos-Vargas, A. (2019)., Análisis comparativo a nivel internacional de la expansión del vehículo eléctrico. *Economía Industrial*. 411, 55-68.

OFGEM (2000). *Information and incentives project, output measures and monitoring delivery between reviews. Final proposals*. Office of Gas and Electricity Markets Consultation Document. London.

Ordoñez Rios, M., Arcos-Vargas, A. Cansino Muñoz-Repiso, J.M, y Román-Collado, R. (2019). Efectos económicos y medioambientales de la electro-movilidad en España. Un análisis input-output medioambientalmente extendido. *Economía Industrial*. 411, 85-98.

Palacín, P., y Moslares, C. (2006). Transformación del sector eléctrico europeo. *DYNA Ingeniería e Industria*, 81, 6-15.

Parliamentary Office of Science and Technology, (2006). *Carbon footprint of electric generation*. Recuperado de <https://www.parliament.uk/documents/post/postpn268.pdf>.

Pehnt, M., (2006). Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies. *Renewable Energy* 31 (1), 55–71. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.03.002>.

Peng, J., Lu, J., y Yang, H. (2013). Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 19, 255–274. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.035>.

Philipson, L., Willis, H.L. (1999). *Understanding electric utilities and de-regulation*. New York, USA. Marcel Dekker, Inc.

Pollitt, M., (2005). The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: OFGEM's approach to benchmarking electricity networks. *Utilities Policy*, 13, 279-288. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2005.01.001>.

Poudineh, R. y Jamasb, T. (2015). *Electricity Supply Interruptions: Sectoral Interdependencies and the Cost of Energy Not Served for the Scottish Economy*. Recuperado de <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/02/EL-12.pdf>.

Price, C. (2017). Declining discount rate and the social cost of carbon: forestry consequences. *Journal of Forest Economics*, 31, 39-45 <https://doi.org/10.1016/j.jfe.2017.05.003>.

Prieto, P., y Hall, C.A.S. (2013). *Spain's photovoltaic revolution. The energy return on investment*. Springer. New York.

Rahman, H. A., y Nordin, N. D. (2016). *Optimal Sizing of Decentralized Photovoltaic Generation and Energy Storage Units for Malaysia Residential Household Using Iterative Method*. En MATEC 70,10005. EDP Sciences. Recuperado de <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167010005>.

Raugei, M., y Frank, P. (2009). Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. *Energy*, 34 (3), 392–399. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.01.001>.

Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, 295, 130033 – 130064. Recuperado de <https://boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242>.

Real Decreto 2019/1997 de 27 de diciembre de 1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado- BOE-A-1997-27817. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/pdf/1997/BOE-A-1997-27817-consolidado.pdf> (1997).

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado. Sábado 6 de abril de 2019 Sec. I. Pág. 35674. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927>.

Red Eléctrica de España (REE). (2016). <http://www.ree.es>.

Réseau de Transport d'Électricité (RTE). (2016). <http://www.rte-france.com/>.

Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba para el año 2018, el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007. Boletín Oficial del Estado (BOE) 315, de 30 de diciembre de 2014, páginas 106722 a 106919. Recuperado de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-13617](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-13617).

Rivier, J. y Gómez, T. (2003). Critical analysis of Spanish power quality regulation design. Methods to Regulate Unbundled Transmission and Distribution Business on Electricity Markets. *Proceedings of Market Design Conference*, 2003. Stockholm, Sweden. June 16-17, 2003, 29-38.

Roldán Fernández, J.M., Payán, M.B., Santos, J.M.R., y García, A.L.T. (2017). The Voluntary Price for the Small Consumer: Real-Time Pricing in Spain. *Energy Policy* 102, 41–51. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.040>.

Salam, M., Aziz, A., Alwaeli, A.H.A., y Kazem, H.A. (2013). Optimal Sizing of Photovoltaic Systems using HOMER for Sohar, Oman. *International Journal of Renewable Energy Research* 3 (3), 470-475.

Sancha Gonzalo, J. L. (2012). El Sistema Eléctrico Español. Mercado Eléctrico, 4a parte. *Revista Anales de Mecánica y Electricidad* [https://revista-anales.icaei.es/web/n\\_16/seccion\\_6.html](https://revista-anales.icaei.es/web/n_16/seccion_6.html). Septiembre-octubre 2012, 13-20.

Sappington, D., (2005). Regulating service quality: A survey. *Journal of Regulatory Economics*, 27, 123-154.

Sastre Sanz, S., Puig-Ventosa, I. (2019). La dimensión fiscal del vehículo eléctrico en España. *Economía Industrial*. 411, 69-84.

- Sauma, E.E., y Oren, S.S. (2009). Do generation firms in restructured electricity markets have incentives to support social-welfare-improving transmission investments? *Energy Economics* 31, 676–689 <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.01.015>.
- Scholtes, R., (2019). Impacto del vehículo eléctrico en la industria española. Disrupción económica en ciernes. *Economía Industrial*. 411, 113-122.
- Schweinsberg, A., Stronzik, M., y Wissner, M. (2011). Cost benchmarking in energy regulation in European countries. *WIK-Consult*. Final Report.
- Sensfuß F., Ragwitz M., y Genoese M. (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, *Energy Policy* 36, 3086– 3094. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.035>.
- Shleifer, A., (1985). A theory of yardstick competition. *The RAND Journal of Economics*, 16 (3), 319-327. <https://doi.org/10.2307/2555560>.
- Shukla U. K., y Thampy A., (2011). Analysis of competition and market power in the wholesale electricity market in India. *Energy Policy*, 39 (5), 2699-2710. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.039>.
- Sorknæs P., Djørup S.R., Lund H., y Thellufsen J.Z. (2019). Quantifying the influence of wind power and photovoltaic on future electricity market prices. *Energy Conversion and Management*, 180, 312-324. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.11.007>.
- Stock, J. H., y Watson, M.W. (2001). Vector autoregressions. *Journal of Economic Perspectives*, 15 (4), 101–115. <https://doi.org/10.1257/jep.15.4.101>.
- Stoppato, A., (2006). Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy* 33, 224–232. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>.
- Stylos, N., y Koroneos, C., (2013). Carbon footprint of polycrystalline photovoltaic systems. *Journal of Cleaner Production* 64, 639-645. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.10.014>.
- Šúri, M., Huld, T.A., y Dunlop, E.D., (2007). PV-GIS: a web-based solar radiation database for the calculation of PV potential in Europe. *International Journal of Sustainable Energ*, 24(2), 55-67. <http://dx.doi.org/10.1080/14786450512331329556>.



Sussams, L., y Leaton, J. (2017). *Expect the Unexpected: The Disruptive Power of Low-carbon Technology*. London. Grantham Institute at Imperial College. Recuperado de <https://www.imperial.ac.uk/grantham/publications/expect-the-unexpected-the-disruptive-power-of-low-carbon-technology.php>.

Tångeras, T. P., (2009). Yardstick competition and quality. *Journal of Economics and Management Strategy*, 18, 589-613. <https://doi.org/10.1111/j.1530-9134.2009.00223.x>

Ter-Martirosyan, A. (2003). The effects of incentive regulation on quality of service in electricity markets. *Department of Economics, George Washington University*. Working Paper, March 2003.

Trappey, A., Trappey, C., Tan, H., Liu, P., Li, S., y Lin, L., (2015). The determinants of photovoltaic system costs: an evaluation using a hierarchical learning curve model. *Journal of Cleaner Production* 112,1709-1716. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.08.095>.

Tremeac, B., y Meunier, F., (2009). Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 2104–2110. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.001>.

U.S. Department of Justice (2010). Horizontal Merger Guidelines, Recuperado de <https://www.justice.gov/atr/horizontal-merger-guidelines-08192010>.

UBS Q-Series (2017) Evidence Lab Electric Car Teardown –Disruption Ahead? Global Research 18 May 2017.

Uddin, S., y Kumara, S., (2014). Energy, emissions and environmental impact analysis of wind turbine using life cycle assessment technique. *Journal of Cleaner Production* 69, 153–164. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.01.073>.

Usabiaga, C. (2019). *La Economía Española en 2019: Fortalezas y Aspectos Preocupantes*. En II Jornada de Economía Eléctrica. Universidad de Sevilla. Sevilla

Volkswagen (2016) World premier of the new Volkswagen ID. Recuperado de <http://www.volkswagen.co.uk/about-us/futures/volkswagen-id> .

Waddams Price, C., Brigham, B., y Fitzgerald, L. (2002). Service quality in regulated monopolies. *Centre for Competition and Regulation, University of East Anglia*. Working Paper CCR 02-4, August.

Watson, F, (2018). EU CO<sub>2</sub> prices to average Eur35-40/mt to 2023: Carbon Tracker. S&P Global Platts. Recuperado de <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/082118-eu-co2-prices-to-average-eur35-40mt-to-2023-carbon-tracker>.

Weisman, D., (2005). Price regulation and quality. *Information Economics and Policy*, 17, 165-174. <https://doi.org/10.1016/j.infoecopol.2003.11.002>.

Zarnikau J., Woo, C.K., Zhu, S., y Tsai, CH. (2019). Market price behavior of wholesale electricity products: Texas, *Energy Policy*, 125, 418-428. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.043>.

Se terminó de redactor esta memoria de Tesis el 24 el junio de 2019.

San Juan Bautista.