INSTITUTO JUAN DE MARIANA

INFORME · ENERGÍA Y REGULACIÓN

Una burbuja verde

España y las energías renovables, 1998-2014

Diego Sánchez de la Cruz · Santiago Calvo López

Noviembre de 2024



INSTITUTO
JUAN DE
MARIANA

Una burbuja verde

España y las energías renovables, 1998-2014

Autores: Diego Sánchez de la Cruz y Santiago Calvo López

© 2024 Instituto Juan de Mariana. Madrid.

juandemariana.org

Índice

1 **Introducción: la apuesta por las energías renovables** 4

2 **La gestación de la burbuja verde** 7

2.1 Cuantificando la dimensión de la burbuja renovable 12

3 **De la insostenibilidad financiera a la inseguridad jurídica** 18

4 **El coste económico de la burbuja verde** 25

4.1 El déficit de tarifa 25

4.2 Escalada de costes 29

4.3 La competitividad de la industria 32

4.4 Pérdida de liderazgo y eficiencia 34

5 **Conclusiones** 37

5.1 Errores de la intervención pública 37

5.2 Lecciones de la burbuja renovable 38

5.3 Mirando al futuro 39

Referencias 41

01

Introducción: la apuesta por las energías renovables

El 16 de enero de 2009, Barack Obama visitó una empresa de Ohio que se dedicaba a la fabricación de componentes para generadores de energía eólica. El presidente número 44 de los Estados Unidos aseguró entonces que las energías renovables «pueden crear millones de puestos de trabajo adicionales y nuevas industrias enteras».[1] Con este mensaje tan optimista, Obama justificó un plan de estímulo que pretendía doblar la producción de energías renovables en tres años, así como modernizar la eficiencia energética del 75% de los edificios federales y proteger a 2 millones de familias de las inclemencias del tiempo a base de renovar sus casas.[2]

Este plan de estímulo tenía como referentes los ejemplos seguidos por otros países: «Piensen en lo que está ocurriendo en países como España, o también Alemania y Japón, donde están haciendo verdaderas inversiones en energías renovables», apuntó Obama. Pero, ¿qué estaba haciendo realmente España en el campo de las energías renovables y por qué la mayor potencia económica del mundo se fijaba en nuestro país? (Calzada et al., 2010).

Lo cierto es que España empezó a apostar fuertemente por incentivar la generación de energías limpias a finales del siglo XX. De la mano de un «libro blanco» dedicado a las nuevas fuentes de energía renovables y publicado por la Comisión Europea en 1997,[3] se establecieron distintos objetivos nacionales referidos al peso que debían adquirir las renovables en relación con el consumo final bruto de energía de la economía española, que debía llegar al 20% en el año 2020.

TABLA 1

Objetivos de cuota de renovables, porcentaje sobre el consumo final bruto de energía

	2010	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020
Objetivo	12,1%	14,7%	15,9%	17,0%	18,5%	20,8%

Fuente: Castro-Rodríguez y Miles (2016) y Plan de Energías Renovables 2005-2010 y 2011-2020.

1 La noticia está disponible en el siguiente enlace: https://grist.org/politics/he-knows-which-way-the-wind-blows/

2 De acuerdo con los datos de Our World in Data, la generación de electricidad procedente de energías renovables en los Estados Unidos pasó de 416 teravatios-hora a 492 teravatios-hora entre 2009 y 2012, es decir, un aumento de un 18,3%. Enlace a los datos: https://ourworldindata.org/grapher/electricity-renewables?tab=chart&country=~USA

3 Disponible en el siguiente enlace: https://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_en.pdf

El sistema eléctrico español establecía una distinción clara entre dos ámbitos de generación eléctrica: el régimen ordinario y el régimen especial. El primero estaba formado por todas aquellas centrales cuya potencia instalada fuese igual o superior a 50 megavatios. El segundo, por su parte, abarcaba aquellas unidades de producción con potencia instalada inferior a 50 megavatios que utilizaban la cogeneración, las energías renovables o la biomasa. Es decir, el régimen especial no es sinónimo de energía renovable, pero la mayor parte de estas formas de producción estaban incluidas en el mismo.

Para fomentar la consecución de los objetivos de producción de energías renovables, España apostó entre los años 1998 y 2013 por la introducción de distintas primas y tarifas a la producción del régimen especial. Para ello, se aplicó un mecanismo conocido como *feed-in tariffs*. Se trata de un instrumento de intervención que fija un precio de referencia. De esta forma, se garantiza a los productores de energía renovable un precio fijo por la electricidad que generan y suministran a la red eléctrica, pactado para un periodo de tiempo establecido.

Este precio ha tendido a ser superior al precio de mercado, ya que el objetivo era el de compensar los costes más altos que llevan asociadas las nuevas tecnologías de energías renovables, proporcionando a los inversores un retorno seguro. La diferencia entre el precio de mercado y el precio garantizado por las tarifas se cubriría con subsidios o cargos adicionales que fueron pagando los consumidores en su factura de la luz. En la próxima sección se indican con más detalle las cuantías de las primas.

Este sistema concluyó en el año 2013, como se explicará en secciones posteriores del presente documento. Bajo el nuevo modelo, las primas basadas en incentivos se han sustituido por un sistema retributivo compensatorio, de tal modo que se garantiza una rentabilidad «razonable», entendiendo como tal el rendimiento medio de las obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, umbral al que se le añade un incremento que depende del grado de inversión asumido. Además, se ha puesto fin al sistema dual de régimen ordinario y especial, por lo que el actual formato es uno de regulación unificada.

Tal y como destacan Castro-Rodríguez y Miles (2016), las políticas de promoción de energías renovables pueden considerarse relevantes para avanzar hacia un futuro más sostenible, pero a menudo han tendido a presentar deficiencias significativas tanto en su diseño como en su implementación. En no pocos casos, los incentivos ofrecidos no han estado ligados a métricas concretas como el grado de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero logrado por el país. Esto ha llevado a una situación donde el éxito de estas políticas se ha medido únicamente en términos del volumen de inversión atraída, sin considerar el impacto de tales inversiones en términos de su contribución a la mitigación de las emisiones.

Además, no se ha evaluado adecuadamente el riesgo de que estas políticas fomenten burbujas especulativas centradas en capturar las rentas ofrecidas en el mercado de inversiones renovables. Si los elevados retornos de ciertos proyectos se ven significativamente amplificados por generosos subsidios públicos, dicha circunstancia puede hacer que las inversiones

terminen siendo desproporcionadamente atractivas comparadas con su verdadera rentabilidad de mercado. Esto podría desencadenar una asignación ineficiente de recursos y eventualmente llevaría aparejadas las inevitables correcciones de mercado en el momento en que se ajustan las políticas de incentivos, primas y subsidios.

Como muestra de esto, Calzada et al. (2010) han estimado cuál ha sido el coste para España de crear un empleo «verde» en el ámbito de las energías renovables. Los autores llegan a la conclusión de que cada puesto de trabajo creado en el citado sector absorbe los recursos que necesitaría el sector privado para crear 2,2 empleos.[4] Dicho de otro modo, cada empleo creado a través de los incentivos a las energías renovables habría destruido 2,2 puestos de trabajo.

> *Cada empleo creado a través de los incentivos a las energías renovables habría destruido 2,2 puestos de trabajo.*

En la segunda sección del documento se detalla la gestación de la burbuja de las energías renovables. En la tercera se hace referencia al *pinchazo* de esta burbuja y sus consecuencias legales. La sección cuarta se centra en los costes económicos de la *burbuja*. La sección quinta recoge las conclusiones de esta investigación.

4 El resultado se obtiene al dividir la cantidad de subvenciones del sector de las energías renovables por trabajador (571.138 euros) entre el capital promedio por trabajador (259.143 euros). Los autores también obtienen la misma ratio al dividir la rentabilidad anual por trabajador (55.946 euros) y la productividad promedio por trabajador (25.332 euros).

02

La gestación de la burbuja verde

En España, las primas ofrecidas como incentivos a la producción de energías renovables desempeñaron un papel crucial en la creación de una burbuja en el sector. Estas primas, que garantizaban ingresos elevados por la electricidad generada, fomentaron una oleada de inversiones en energías renovables, a menudo sin una evaluación adecuada del riesgo y la sostenibilidad a largo plazo.

La alta rentabilidad asegurada a través de estos incentivos atrajo una cantidad desproporcionada de capital hacia proyectos renovables, lo que llevó a un crecimiento explosivo de la capacidad instalada. Sin embargo, esta expansión rápida no solo incrementó los costes de apoyo significativamente, sino que también distorsionó el mercado energético y puso en riesgo la estabilidad financiera de todo el sistema eléctrico español, contribuyendo así a la formación de una burbuja especulativa en el sector de las energías renovables, especialmente en el de la energía solar fotovoltaica.

Se puede establecer como punto de partida de tal burbuja de energías renovables el año 1997, con la entrada en vigor de la Ley 54/1997. En su redacción original, el artículo 30.4 establece que «la producción de energía eléctrica mediante energías renovables no hidráulicas, biomasa, así como las centrales hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 10 MW, percibirá una prima que se fijará por el Gobierno de forma que el precio de la electricidad vendida por estas instalaciones se encuentre dentro de una banda porcentual comprendida entre el 80 y el 90 por 100 de un precio medio de la electricidad». Con el posterior Real Decreto 2818/1998 se desarrolla dicha Ley, al tiempo que se acuerda la renovación del sistema de cálculo de las primas cada cuatro años. Sin embargo, este régimen retributivo no fue en absoluto tan problemático como sí ocurrió con los siguientes.

El momento determinante fue la aprobación del Real Decreto 436/2004. Con este nuevo esquema se establecen unas tasas reguladas progresivas, de acuerdo con el tamaño de la planta. La retribución de la energía fotovoltaica era, sin duda, la más favorecida.[5] En este caso, dichas tasas se situaban un 575% por encima de la tarifa media de referencia (TMR) durante

5 Las tarifas, primas e incentivos variaban según el tipo de tecnología.

los primeros 25 años de funcionamiento de las plantas de hasta 100 kW, con el fin de incentivar y favorecer a los pequeños promotores.[6] Las plantas con una capacidad superior a los 100 kW se veían penalizadas en términos comparados, puesto que su retribución no superaba el 300% de la TMR.

Sin embargo, como suele ocurrir con este tipo de esquemas, los incentivos animaron la astucia de los inversores. Así, para aprovechar el sobreprecio del 575% sobre la TMR, comenzaron a proliferar «granjas solares» de varios MW, impulsadas por empresas que operaban tales instalaciones bajo el nombre de varios clientes, asignando generalmente a cada uno una cantidad menor al límite de 100 kW. De esta manera, estas compañías podían gestionar una gran granja solar (por ejemplo, de 10 MW) conectada mediante una serie de transformadores de hasta 100 kW cada uno. En resumen, los esquemas de subsidios que ofrecen ganancias tremendamente artificiales acaban fomentando ineficiencias masivas, al tiempo que incrementan el coste económico de desplegar tecnologías renovables, en particular, y de financiar los gastos energéticos necesarios para la vida y la producción, de forma general.

La capacidad instalada entre 2004 y 2007 subió de 21 a 618 MW, pero el Gobierno español quería más, de modo que el 1 de junio de 2007 entró en vigor el Real Decreto 661/2007. Esta nueva norma tenía como objetivo ofrecer continuidad y estabilidad al sector fotovoltaico, aunque su principal diferencia radicaba en el intento de controlar una consecuencia no deseada ya provocada por la regulación anterior: a saber, el desarrollo exorbitante de las mencionadas «granjas solares» y las astucias organizativas que estas habían animado.

El marco retributivo fotovoltaico se desvinculó entonces de la retribución por la tarifa media de referencia y, en su lugar, se fijó un precio de referencia estable, cuyo valor inicial en 2007 se publicó en el Real Decreto y cuyo valor futuro se actualizaría anualmente según la evolución del Índice de Precios al Consumo (IPC).

Para fomentar una mayor profesionalización en este sector, ya no se desalentaría intrínsecamente a las instalaciones de más de 100 kW. De este modo, las explotaciones dispuestas a acogerse al marco retributivo regulado y con capacidad de hasta 100 kW recibirían 44 céntimos de euro por kWh durante los primeros 25 años. Por su parte, las plantas entre 100 kW y 10 MW recibirían 41,75 céntimos por kilovatio hora vendido. Ambas tarifas se actualizarían anualmente conforme al IPC.

6 La tarifa media de referencia era establecida anualmente por el Gobierno. Es decir, un precio fijado de manera arbitraria por el Gobierno. Por ejemplo, para ese mismo año 2004, la TMR se fijó en 7,2073 c€/kWh, mientras que el precio del *pool* de la energía era de 3,565 c€/kWh. Esto significaba que una tasa un 575% por encima de la TMR implicaba que las plantas de hasta 100 kW recibían unos subsidios un 1.162% por encima del precio medio del *pool*.

TABLA 2

Esquema de las primas bajo el sistema del RD 661/2007 (euros/kWh)

Tamaño de la instalación	Primeros 25 años	A partir del año 26
≤ 100 kW	0,44	0,35
> 100 kW y ≤ 10 MW	0,42	0,33
> 10 MW y ≤ 50 MW	0,23	0,18

Fuente: Mir-Artigues et al. (2015) y RD 661/2007.

En septiembre de 2007, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) certificó que, según la información disponible hasta agosto de dicho año, se había alcanzado el 85% de la meta de 371 MW prevista para finales de 2010. El objetivo completo se podía alcanzar, de hecho, en octubre de ese mismo año 2007, es decir, con más de tres años de antelación. Además de asignar unas primas por encima de lo pagado por el mercado, no se limitaron las cantidades que podían acogerse a este precio subvencionado, de modo que el despliegue fue masivo.

Asimismo, se optó por remunerar la tecnología renovable en función de las horas de energía producidas, sin establecer ningún tipo de límite, de modo que, a mayor oferta, mayor precio, en contra de toda lógica económica. Cuanta más energía producían las renovables, mayor era la remuneración que debían pagar los consumidores en sus facturas de luz, a través de las primas que se incorporaban a su precio.

El anuncio de la consecución del 85% del objetivo de 2010 a mediados de 2007 desencadenó la necesidad de redactar un nuevo Real Decreto que regularía las tarifas y establecería las condiciones de operación para un período prescrito de un año. El período transitorio de doce meses se eligió para permitir que las instalaciones en construcción tuvieran suficiente tiempo para finalizar su construcción y comenzar a operar (en promedio, en 10 meses), aprovechando así las tarifas y regulaciones del RD 661/2007.

El borrador del Real Decreto, con fecha del 27 de septiembre de 2007, revisó el objetivo de potencia que debía instalarse para 2010, incrementándolo a 1.200 MW. Todas las instalaciones que echasen a andar durante el período transitorio, una vez superado el nuevo límite de 1.200 MW, recibirían una retribución no subvencionada hasta que entrase en vigor el nuevo Real Decreto y, con ello, las nuevas tarifas. Posteriormente, la CNE pidió modificar el borrador y finalmente logró exigir que todas las instalaciones inscritas antes del 30 de septiembre de 2008 se acogieran al marco retributivo del RD 661/2007, independientemente de si se alcanzaba o no la meta de 1.200 MW.

Entonces surgió un periodo de incertidumbre a la espera de la nueva normativa que entraría en vigor un año después del periodo transitorio (septiembre de 2008). Los inversores asumían que el nuevo modelo sería probablemente menos favorable, lo que los motivó a instalar la mayor cantidad posible de potencia antes del 29 de septiembre de 2008, por el temor a que la regulación subsiguiente resultara mucho más desfavorable para sus intereses.

Este es el origen del auge en la instalación de nuevas plantas fotovoltaicas solares que, según los registros oficiales publicados por la CNE, hizo que, en diciembre de 2008, el esquema hubiese logrado instalar más de 2.934 MW de potencia fotovoltaica solar. Según las propias estimaciones de la CNE, se podría haber alcanzado de manera realista hasta 4.156 MW, lo que significaría que un 83,3% de la capacidad total se instaló solamente en el año 2008.

El nuevo marco retributivo extendió la generosidad de las tarifas reguladas a instalaciones más grandes. Aquellas por encima de 100 kW y por debajo de 10 MW disfrutarían en 2009 de un precio regulado de 44,5751 c€/kWh, y de 47,0181 c€/kWh aquellas plantas de hasta 100 kW. Además, el periodo de gracia de un año permitió a los inversores instalar la mayor cantidad de potencia posible antes de su conclusión, de modo que se produjo un desarrollo en masa de plantas fotovoltaicas en el rango de 100 kW a 10 MW.

El esfuerzo por promover estabilidad y profesionalismo en la industria fotovoltaica, y el empeño por asegurar una amplia participación de actores especializados capaces de gestionar plantas de alta capacidad, no alcanzó los resultados esperados. En cambio, sectores tan diversos como la construcción, el ámbito inmobiliario o la fabricación de vehículos protagonizaron un ambicioso desembarco inversor en la industria energética, que a priori les era ajena. Asimismo, la energía se reconvirtió en un producto financiero. Los proyectos iniciales gozaban de rentabilidades que rondaban el 20%, de modo que estos proyectos se vendían y revendían en paquetes con rentabilidades muy atractivas.

Tal y como ha reconocido Miguel Sebastián, ministro de Industria entre 2008 y 2011:

> *«El resultado de esta pirámide fue doble: en primer lugar, los últimos de la cadena ya no recibían tanta rentabilidad y eran más sensibles ante cualquier recorte de la remuneración, sobre todo si se habían endeudado; y, en segundo lugar, los intereses fotovoltaicos estaban atomizados, carecían de una representación coordinada y eran extraordinariamente combativos porque se les había "prometido" una rentabilidad basada en un número de horas remuneradas que ni estaba regulado ni era sostenible» (Sebastián, 2021, p. 168).*

En 2007, las generosas tarifas reguladas permitían que una planta fotovoltaica de 100 kW, con un apalancamiento equivalente al 70% de su coste, ofreciera rentabilidades internas de hasta el 17%, significativamente por encima del 5% anual que pagaba el bono español a treinta años. Por ejemplo, una inversión inicial de 100.000 euros podía convertirse en 5.065.782 euros en un plazo de 25 años, reinvirtiendo al mismo ritmo del 17%. Sin embargo, a pesar de tales incentivos económicos, la energía solar no logró siquiera representar el 1% del total de la producción eléctrica de España en el año 2008 (Calzada et al., 2010).

Ante tal desarrollo, y tal como se ha mencionado más arriba, el Ministerio de Industria envió con retraso una propuesta de Real Decreto sobre la retribución fotovoltaica para el informe preceptivo de la CNE. Este organismo, en su Informe 30/2008 del 29 de julio, valoró positivamente la intención del Ministerio de reducir la retribución a esta forma de energía renovable, pero recomendó mejoras en ciertos aspectos técnicos de su aplicación.

La CNE, alineándose con las opiniones de instituciones como la Unión Europea, destacó la eficacia del sistema de tarifa regulada frente a otros modelos menos exitosos, como los certificados verdes del Reino Unido, pero advirtió que una sobreincentivación podría traer consecuencias negativas, desalentando la innovación y aumentando los costes del sector fotovoltaico en particular y de la energía en general. El Real Decreto propuesto seguía el modelo de tarifa regulada, pero con una estrategia de reducción progresiva de la tarifa, inspirada en el «método alemán», que pasaba por reflejar los costes reales y fomentar la reducción de precio en las tecnologías emergentes.

El excesivo apoyo financiero anterior, que bebía del marco ofrecido por el RD 661/2007, acabó generando una carga desproporcionada para empresas y familias en sus facturas energéticas, al tiempo que propició un crecimiento descontrolado de las instalaciones fotovoltaicas, superando ampliamente las expectativas con un incremento del 350% en 2007 y de otro 180% en 2008. Los sobrecostes fueron mayúsculos. Como ejemplo, y para visualizar claramente el crecimiento desmesurado de la solar, que era la tecnología más subvencionada, basta con señalar que en 2008 se instalaron 2.716 MW de potencia fotovoltaica, lo que equivalía a la suma de las centrales nucleares de Garoña, Vandellós y Cofrentes, que aportaban entonces 2.645 MW (Sevillano, 2023).

> *En 2008 se instalaron 2.716 MW de potencia fotovoltaica: más que la suma de las centrales nucleares de Garoña, Vandellós y Cofrentes.*

El nuevo marco retributivo del RD 1578/2008 puso en marcha un sistema más flexible y coherente, diferenciando dos tipos de instalaciones con distintas tarifas, según su ubicación y potencia. El nuevo sistema buscaba equilibrar el incentivo para el desarrollo tecnológico sin caer en una retribución excesiva que pudiera estancar la innovación, ajustando las tarifas cuando no se alcanzase el 50% del cupo de potencia previsto en convocatorias consecutivas. Es decir, se aprobaba formalmente un primer recorte a las primas, aunque el problema se siguió acrecentando hasta desembocar en el gran ajuste que tuvo lugar un lustro más tarde.

A pesar de la entrada en vigor del nuevo modelo de retribución, ligeramente más coherente y en línea con la inversión acumulada, el sistema de incentivos *feed-in tariff* siguió funcionando hasta 2013, dando pie a un aumento constante de las primas pagadas a las tecnologías del régimen especial.

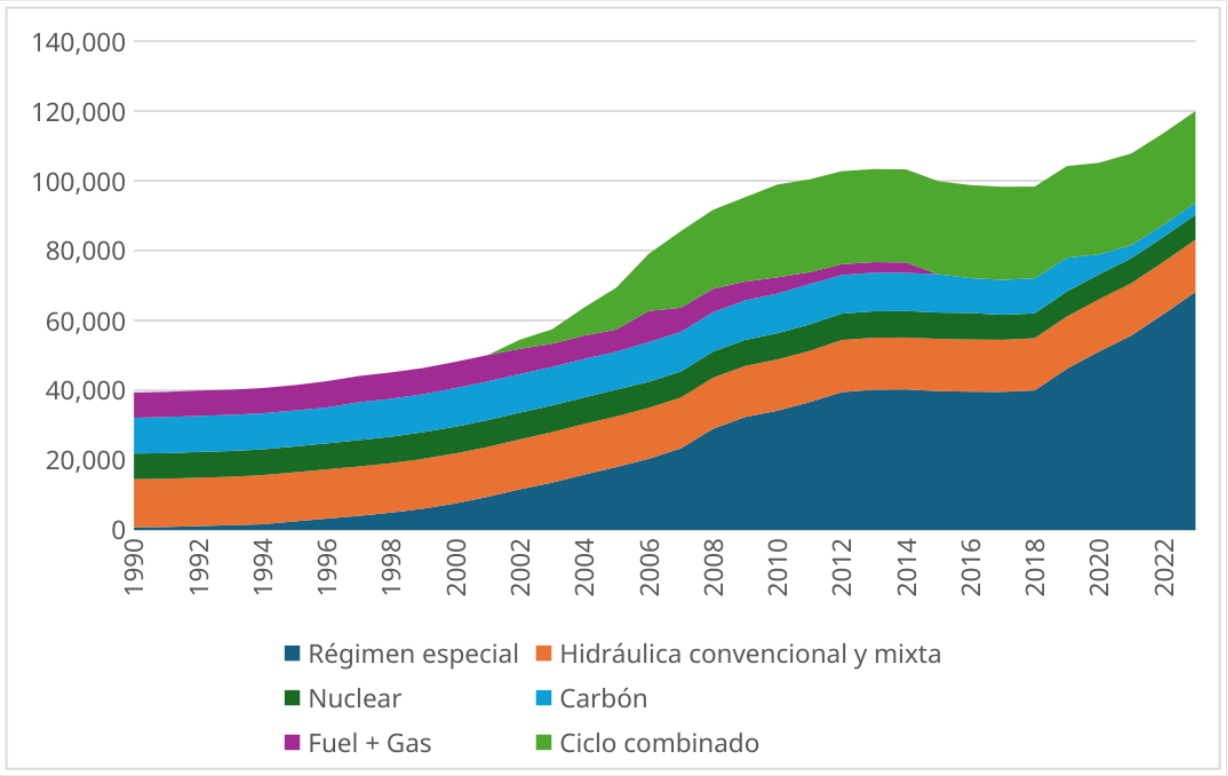
Por ejemplo, en el año 2009 aumentó de manera considerable el coste de las primas, ya que subieron también las horas de producción, a pesar de que no hubo ningún aumento significativo de la capacidad instalada. La regulación de 2007 condenó a pagar una factura de la luz muy alta durante un periodo de tiempo muy largo. Gracias a ello, las rentabilidades de las

plantas fotovoltaicas se mantenían en el entorno del 7%. Es a partir de 2013 cuando se pincha por completo la burbuja y tiene lugar una serie de consecuencias legales que todavía se están pagando en la actualidad.

2.1 Cuantificando la dimensión de la burbuja renovable

En las siguientes figuras 1 y 2 se presenta la evolución de la potencia eléctrica instalada en España en megavatios, diferenciando por tipo de tecnología. La cifra total de potencia eléctrica instalada en España se ha multiplicado por tres a lo largo de los últimos treinta años, al pasar de los 40.000 a 120.000 MW entre 1990 y 2023. Tal y como se puede apreciar, la hidráulica convencional y la nuclear se han mantenido constantes desde 1990, mientras que el carbón ha perdido peso, especialmente en los últimos años. El aumento de la potencia instalada se debe, por un lado, al fuerte aumento de las centrales de ciclo combinado y, sobre todo, al crecimiento de las de régimen especial, es decir, a las instalaciones subvencionadas por las primas renovables.

FIGURA 1
Potencia eléctrica instalada en España, en MW[7]



Fuente: elaboración propia a partir de Red Eléctrica.

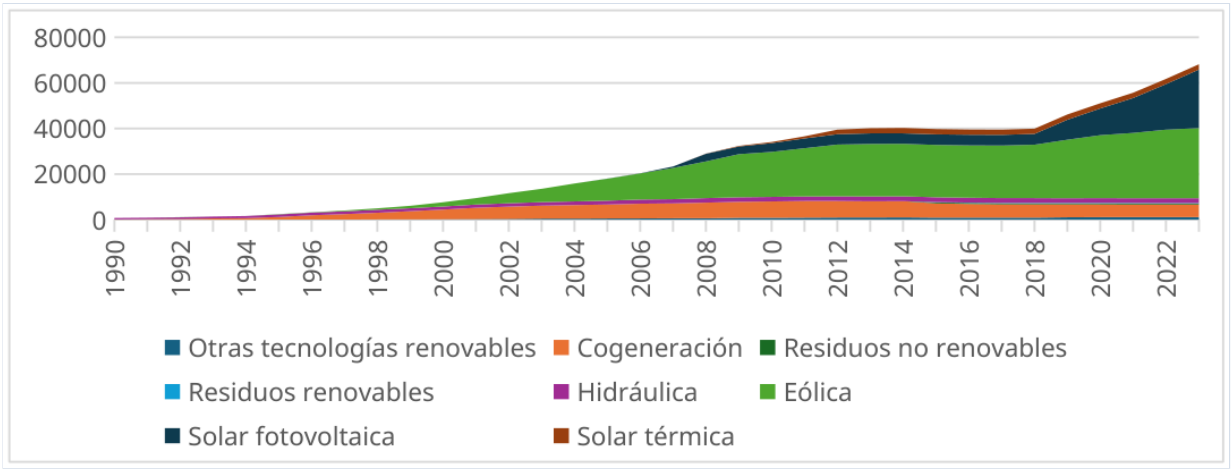
7 La serie histórica desde 2015 para la tecnología hidráulica no hace distinción entre la convencional y la sujeta al régimen especial. Por lo tanto, para mantener la serie histórica, se ha dividido la potencia total instalada de la hidráulica desde 2015 según el peso que mantenía cada una de las categorías (convencional y especial) en el año 2014.

La evolución de la potencia instalada en las centrales de régimen especial ha sido espectacular en este período. Como se puede apreciar, la potencia instalada se situaba en torno a los 5.000 MW en 1998. Llegado el ejercicio 2013, cuando se pincha finalmente la burbuja, esta cifra alcanzaba los 40.000 MW. También es destacable la estabilidad observada entre 2013 y 2018, en la que no se aprecian cambios. Desde el año 2018, vuelve a crecer con intensidad la tecnología solar fotovoltaica, lo que explica buena parte del crecimiento observado durante el último lustro, aunque la explicación a este fenómeno trasciende el objetivo del presente trabajo.

Diferenciando por tipo de tecnología, la eólica es la que se desarrolla con más fuerza en un primer momento, con un crecimiento estable desde el año 1998, cuando tenía una potencia instalada de 643 MW, hasta el ejercicio 2013, cuando alcanzó los 23.000 MW. La solar fotovoltaica, por su parte, no despega hasta el Real Decreto del año 2007 pero, entre 2007 y 2008, su potencia instalada se multiplicó por más de cinco. Las sucesivas reformas aprobadas limitaron su crecimiento, aunque los costes, como se detallará en el cuarto apartado, todavía se están pagando hoy.

FIGURA 2

Potencia instalada del régimen especial (primada) por tecnología, en MW

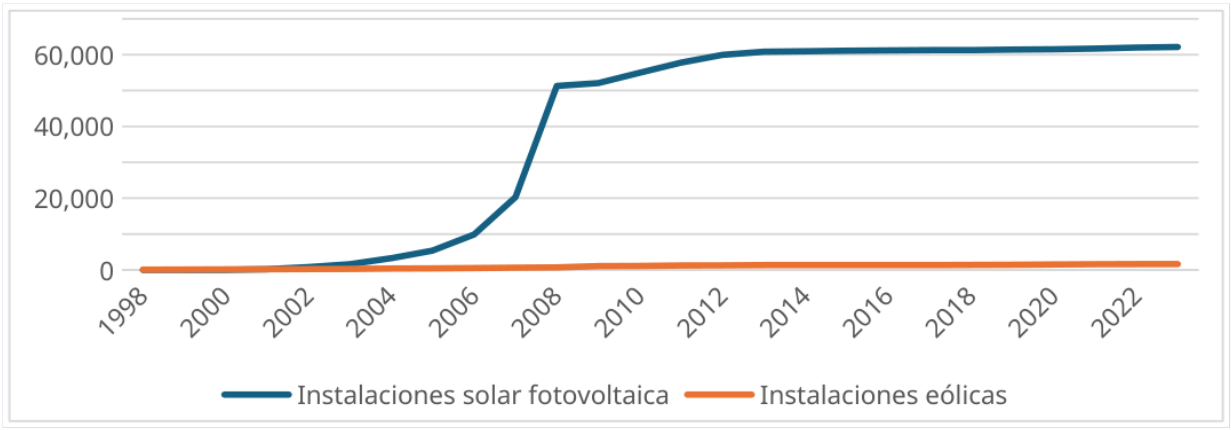


Fuente: elaboración propia a partir de Red Eléctrica.

El aumento espectacular de la solar fotovoltaica se puede apreciar en la figura 3, en contraposición con el otro tipo de energía que ha recibido más ayudas, caso de la eólica. El número de instalaciones renovables creció moderadamente durante los primeros años del sistema de primas. Sin embargo, a partir del año 2007, la cifra se dobla, al pasar de algo menos de 10.000 a superar las 20.000. En 2008, durante el periodo de transición, esta cifra más que se duplica, hasta alcanzar las 51.310 instalaciones. Desde entonces, el ritmo de crecimiento se estanca, una vez alcanzada la cifra de aproximadamente 60.000 instalaciones, número prácticamente equivalente al actual. Sin primas, el despliegue deja de crecer, lo que revela lo artificial que fue la subida apreciada hasta entonces.

FIGURA 3

Número de instalaciones de energía solar fotovoltaica y eólica



Fuente: elaboración propia a partir de CNMC.

¿Y por qué se disparó tanto el número de instalaciones fotovoltaicas? Aunque las primas se concedían a las plantas del régimen especial, las cuantías de estas subvenciones dependían de numerosos factores, entre ellos del tipo de tecnología. En este caso, las plantas fotovoltaicas fueron las más beneficiadas por este sistema, tal y como se muestra en la siguiente tabla. Así, mientras que el conjunto de las energías renovables percibía una remuneración media de 103,4 euros/MWh, la solar fotovoltaica percibía 386,46 euros/MWh. La razón está en que su prima era equivalente al 795% del precio medio de mercado.

TABLA 3

Remuneración media de las energías renovables, 2000-2013, euros/MWh

Tecnología	Prima media	Precio medio de mercado	Remuneración media	Prima sobre precio de mercado
Solar fotovoltaica	343,27	43,19	386,46	795%
Solar térmica	259,68	43,19	302,87	601%
Eólica	41,45	43,19	84,64	96%
Hidráulica	44,71	43,19	87,90	104%
Biomasa	54,11	43,19	97,30	125%
Total	**60,21**	**43,19**	**103,40**	**139%**

Fuente: Castro-Rodríguez y Miles (2016) a partir de CNMC.

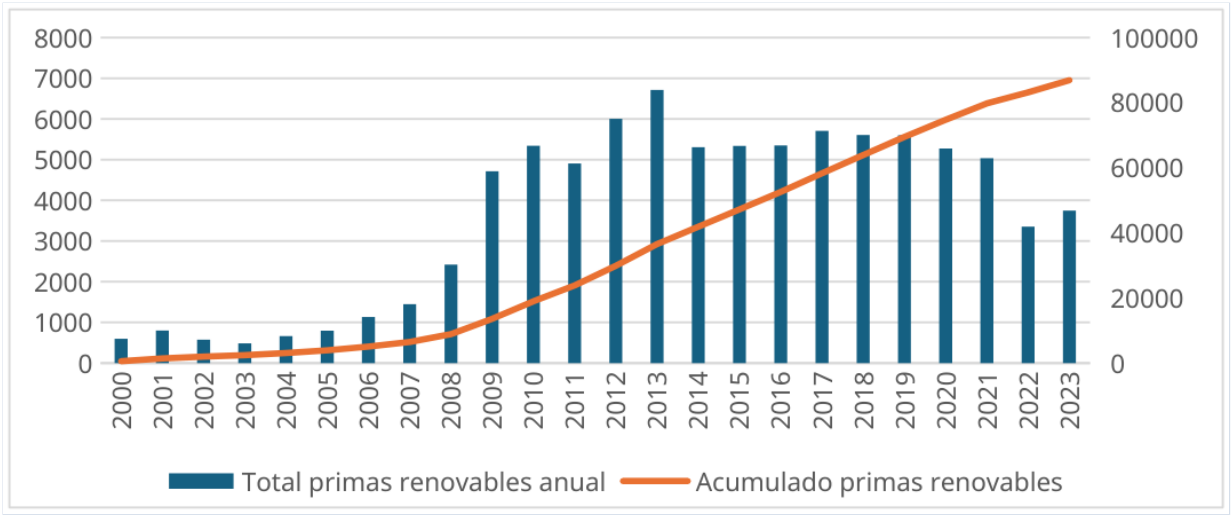
El coste anual de las ayudas se mantuvo en niveles moderados hasta el año 2007, generando un incremento de costes equivalente a unos 1.000 millones de euros por ejercicio; sin embargo, desde el momento de la aprobación del Real Decreto 661/2007, el coste de las primas se disparó hasta alcanzar más de 6.000 millones de euros en 2013.

En términos acumulados, en el periodo comprendido entre el año 2000 y 2013, las primas a las energías renovables les han costado a los ciudadanos españoles unos 36.595 millones de euros. Estos desembolsos no han parado de crecer debido a las retribuciones garantizadas durante 25 años, de modo que las cantidades acumuladas alcanzan los 86.915 millones de euros hasta diciembre de 2023. Es decir, todavía quedan dos décadas en las que los consumidores deberán pagar cada año alrededor de 6.000 millones de euros por una decisión política tomada en el año 2007. El coste total, por lo tanto, podría rondar los 300.000 millones de euros.

> *El coste total de las primas podría rondar los 300.000 millones de euros.*

FIGURA 4

Evolución de las primas anuales a las energías renovables y acumulado, en millones de euros



Fuente: elaboración propia a partir de Castro-Rodríguez y Miles (2016) y CNMC.

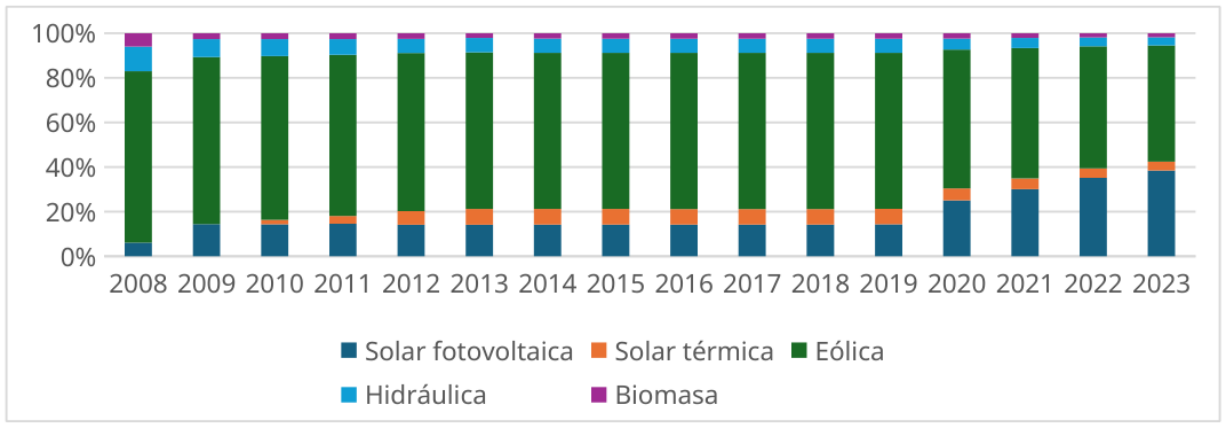
Lo más sorprendente de todo es lo sucedido con la energía solar fotovoltaica. Como ya se ha indicado, su prima era notablemente superior a la ofrecida para el resto de las tecnologías subvencionadas. Este tipo de apuesta suponía, en el momento de la burbuja, alrededor del 15% del total de la energía primada por aquel entonces, tal y como se aprecia en la figura siguiente.

Sin embargo, puesto que la solar se veía retribuida de manera tan favorable, sus instalaciones acumulan la mitad de las primas concedidas anualmente durante todo el periodo analizado. Dicho de otra manera, la fotovoltaica se lleva unas cantidades que suponen el doble de las primas percibidas por la eólica, a pesar de que su producción es solamente la quinta parte de esta última.

Además, cabe destacar que, por ejemplo, en el año 2023 la solar fotovoltaica recibió una prima de 2.105 millones de euros por una cantidad de energía vendida de 35.673 GWh. Es decir, la prima media fue de alrededor de 5,9 céntimos por kWh, o 59 euros el MWh. Sin embargo, no toda la energía vendida está primada. En este caso, la energía primada supone 7.406 GWh, por lo que aquellos que percibieron una subvención lo hicieron a razón de 28,4 céntimos de euro el kWh, o 284 euros el MWh. Las primas son mayores de lo reflejado en las estadísticas, porque no toda la energía está subvencionada.

FIGURA 5

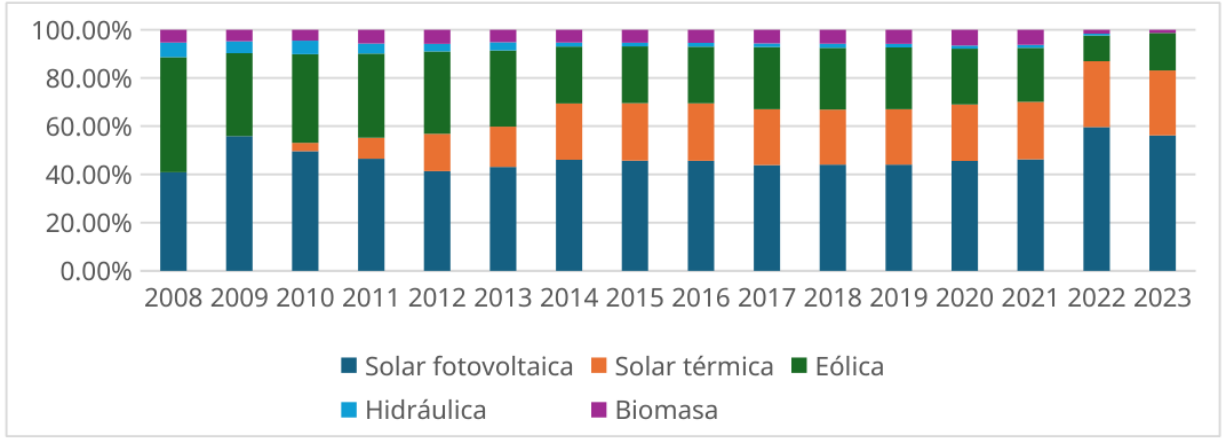
Porcentaje de la energía primada por tecnologías



Fuente: CNMC.

FIGURA 6

Peso de cada tecnología sobre el total de primas concedidas a las renovables



Fuente: CNMC.

En la tabla 4, a modo de resumen, se recogen los principales datos de las ayudas recibidas por la energía solar fotovoltaica, que incluyen el total de primas entregadas, la prima media percibida y el peso de dicha tecnología con respecto al resto de tecnologías del sector, desde el año 2004 (primer año para el cual ha sido posible obtener los datos) hasta 2023. Tal y como se puede apreciar, el peso de la fotovoltaica en la cantidad total de las primas percibidas está sobredimensionado con respecto al porcentaje que aporta a la generación de energía.

TABLA 4

Principales indicadores de las primas a la energía solar fotovoltaica

Año	Total de primas (miles de euros)	Prima media (euros/MWh)	% sobre el total de primas a renovables	% sobre la generación renovable	% sobre la generación total
2004	6.146	341,44	0,93	0,08	0,01
2005	13.995	341,34	1,75	0,15	0,01
2006	39.887	372,78	3,53	0,35	0,04
2007	194.162	392,25	13,44	1,36	0,16
2008	990.830	388,71	40,88	6,09	0,96
2009	2.634.236	424,60	55,90	14,42	2,45
2010	2.656.291	414,72	49,62	14,32	2,46
2011	2.287.260	390,92	46,49	14,59	2,74
2012	2.470.212	388,70	41,38	14,12	3,08
2013	2.889.113	350,24	43,07	14,17	3,18
2014	2.444.690	299,74	46,06	14,18	3,08
2015	2.439.354	297,99	45,68	14,19	3,08
2016	2.440.773	308,06	45,63	14,18	3,05
2017	2.502.728	300,09	43,86	14,18	3,20
2018	2.469.189	320,30	44,06	14,18	2,98
2019	2.464.845	302,18	44,03	14,31	3,55
2020	2.405.742	315,42	45,59	25,06	6,09
2021	2.327.856	307,51	46,22	30,08	8,07
2022	1.997.579	239,29	59,62	35,15	10,10
2023	2.105.386	284,28	56,15	38,43	13,99

Fuente: elaboración propia a partir de Mir-Artigues et al. (2015) y CNMC.

03

De la insostenibilidad financiera a la inseguridad jurídica

Tal y como se ha mencionado, el Real Decreto 661/2007 fue el detonante que infló la burbuja verde y disparó las inversiones en energías renovables, especialmente en las de tipo solar fotovoltaico. Aunque en los siguientes años se introdujeron nuevas medidas regulatorias, estas no consiguieron detener el aumento de la capacidad instalada de estas plantas; solamente lo frenaron parcialmente.

En 2010, con el Real Decreto-ley 14/2010, se modificaron a la baja las primas. En 2012, con un nuevo Gobierno al mando, se introdujo una moratoria de las ayudas ofrecidas a las nuevas instalaciones de energías renovables. Asimismo, se suprimieron las primas y cualquier otro incentivo, al tiempo que se anularon las convocatorias para la instalación de nuevas plantas. Esta medida se anunció como de carácter temporal, pero de aplicación indefinida.

Ya en el año 2013, con el Real Decreto-ley 9/2013, se puso fin al sistema de primas anterior a costa de modificar las reglas vigentes hasta el momento. En esencia, las *feed-in tariffs* se sustituyeron por un sistema de retribución basado en una rentabilidad razonable, umbral equivalente al de las obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos (Castro-Rodríguez y Miles, 2016). Este Real Decreto-ley, asimismo, incorporaba un mandato para que el Gobierno español aprobase un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, además de las restantes tecnologías incluidas en el régimen especial.[8]

Por este motivo, se puso en marcha el Real Decreto 413/2014, que básicamente supone el desarrollo de la Ley 24/2013. Este nuevo marco regulatorio permite que las instalaciones perciban los ingresos derivados de la venta de energía a precio de mercado, pero también una compensación adicional. Esta compensación incluye un pago por la capacidad instalada que cubre los costes de inversión no recuperables a través de la venta de energía, denominado

8 El Real Decreto-ley 9/2013 tenía carácter urgente, ya que, aunque se venían introduciendo medidas graduales para recortar las primas y los costes, las condiciones meteorológicas, de demanda y la situación de las cuentas públicas obligaron a tomar tales medidas drásticas.

retribución a la inversión. Asimismo, se recogió un pago operativo que compensa la diferencia entre los costes de operación y los ingresos del mercado, concepto descrito como *retribución a la operación*.

Para determinar estas compensaciones, se tomaron en cuenta los ingresos estándar de la venta de energía, los costes operativos promedio y el valor habitual de la inversión inicial para cualquier instalación gestionada de manera eficiente. Se establecieron parámetros retributivos específicos aprobados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y ajustados a cada tipo de instalación, diferenciando por factores como la tecnología o la antigüedad.

Las medidas de 2013 y 2014 dieron lugar a una avalancha de recursos legales y litigios contra el Estado. Las principales multinacionales y vehículos de inversión internacionales con intereses en energías renovables presentaron sus demandas ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial, invocando el Tratado de la Carta de la Energía y alegando que habían sufrido recortes retroactivos en ingresos regulados. A las seis demandas originales se acabaron sumando más de 50 litigios de este tipo, con reclamaciones que superaban los 10.000 millones de euros. Todas las reclamaciones se centran en la infracción de los principios de seguridad jurídica y confianza legítima.

La retroactividad de las medidas de ajuste fue el motivo principal del inicio de la litigiosidad del sector contra el Reino de España. Todas las medidas aplicadas fueron encaminadas a reducir las primas y, por lo tanto, la retribución que inicialmente se había pactado con los inversores y productores se vio alterada y las reglas del juego cambiaron en mitad del partido. Muchas empresas del sector entraron en concurso de acreedores y se vieron ahogadas financieramente.

La inseguridad jurídica provocada por estos constantes cambios en la legislación resultó en la paralización de inversiones milmillonarias que se estaban desarrollando en España, afectando negativamente a la estabilidad económica del sector y de la economía en general.

En particular, la industria fotovoltaica experimentó una drástica reducción de empleo, pasando de un pico de 42.000 trabajadores a apenas 4.000 asalariados en 2015, según datos de la patronal fotovoltaica. Se trata de una reducción del 90% en las cifras generales de empleo del subsector.

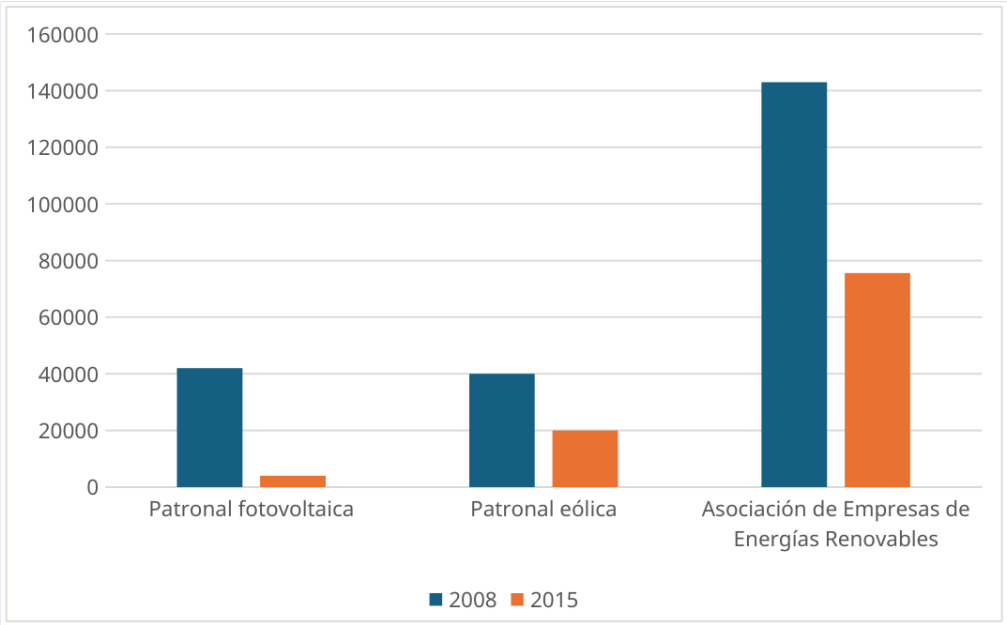
Por su parte, la patronal eólica señaló que el sector eólico también sufrió una reducción significativa, reteniendo apenas la mitad de los 40.000 trabajadores activos con los que la industria contaba en 2008. Por lo tanto, la caída fue cercana al 50% en dicha rama de actividad.

A finales de 2015, el total de empleados en energías renovables había disminuido a 75.475, desde los 142.940 de 2008, según la Asociación de Empresas de Energías Renovables, lo que representa una caída cercana al 50%.

Esta situación no solo representó una pérdida inmediata en términos de empleos y empresas, sino también el desmantelamiento de un sector en el que España había sido líder mundial. La posición a largo plazo del país ya no se recuperó y los ingentes gastos acometidos no fueron suficientes para sostener un auge claramente derivado de unas ayudas extraordinariamente generosas que, para colmo, se retiraron retroactivamente, creando un nuevo problema (Agustina, 2017).

FIGURA 7

Evolución del empleo en el sector de las energías renovables después del pinchazo de la burbuja

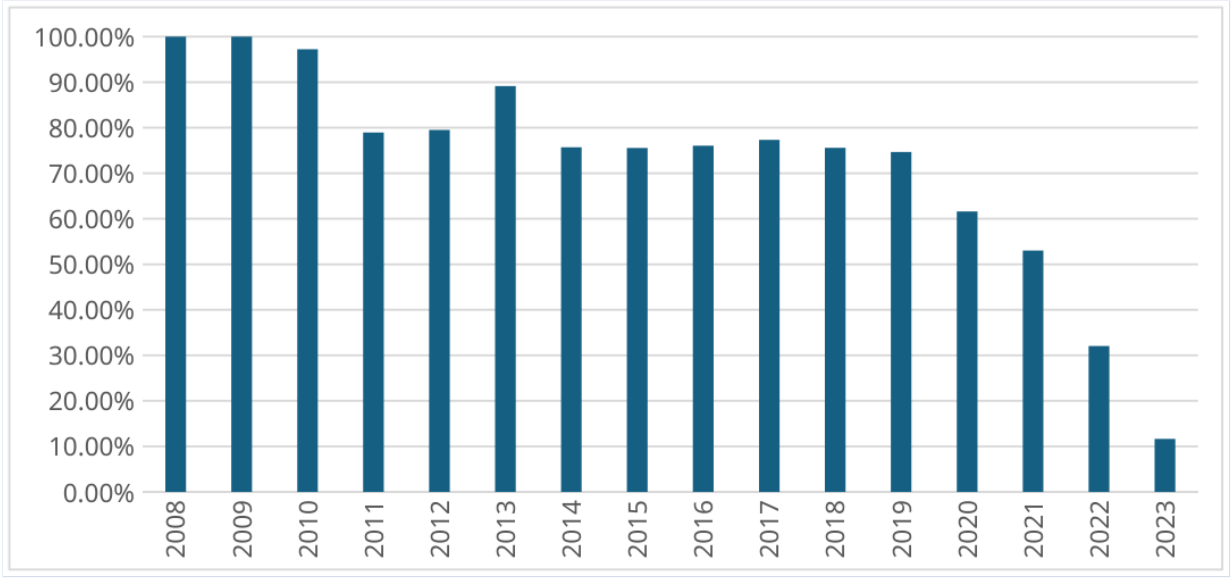


Fuente: elaboración propia a partir de diferentes fuentes del sector.

Como se puede apreciar en las figuras 8 y 9, desde el año 2010 y, especialmente, desde el año 2013, el porcentaje de energía primada sobre la energía vendida por las renovables comienza a descender. Esta caída se explica por el descenso de la hidráulica y la eólica, ya que la solar fotovoltaica mantiene una cuota del 100% de energía primada.

FIGURA 8

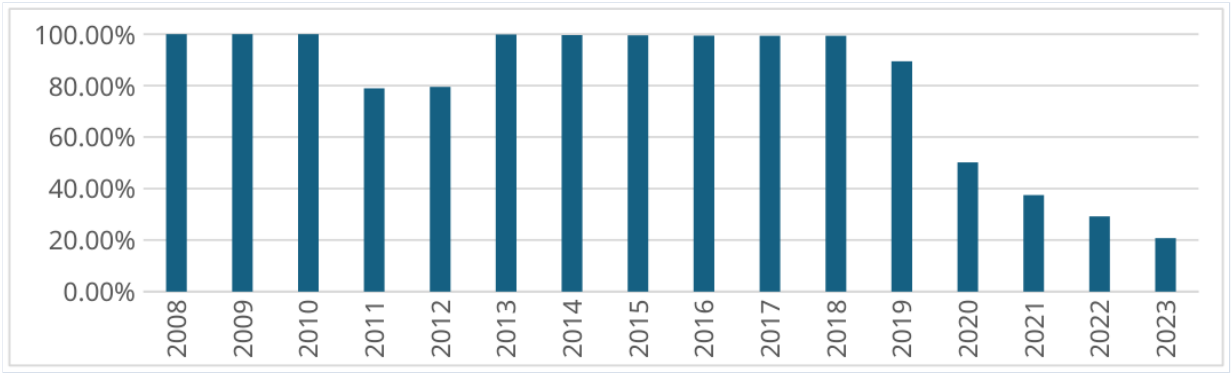
Evolución de la energía primada de las renovables, porcentaje sobre energía vendida



Fuente: elaboración propia a partir de CNMC.

FIGURA 9

Evolución de la energía primada de la solar fotovoltaica, porcentaje sobre energía vendida



Fuente: elaboración propia a partir de CNMC.

La explicación de esta circunstancia está en que, en el momento en el que se concedieron las ayudas, la solar era una tecnología poco madura que solamente se pudo desarrollar gracias al muy elevado volumen de subvenciones que recibió. Por este motivo, entre 2013 y 2018, la potencia instalada se mantuvo estable en torno a 4.700 MW. Toda esta potencia estaba primada bajo el régimen aprobado en el año 2007, aunque con recortes en las cantidades totales pagadas del 15% (400 millones de euros en términos absolutos).

Las medidas adoptadas para pinchar la burbuja tuvieron cierto éxito en clave de frenar la escalada de gastos que estaba asumiendo el Estado y que se derivaban a los consumidores, pero a costa de hundir la imagen de España ante los inversores internacionales a causa de la flagrante inseguridad jurídica que supuso el recorte retroactivo de las primas, una abierta violación de las condiciones iniciales ofrecidas a los inversores. El marco de retribución de-

sarrollado en el Real Decreto 413/2014 entró en vigor en el mes de junio del año 2014, pero se aplicó desde julio del año 2013 y, durante estos once meses, por ejemplo, las empresas de renovables y cogeneración tuvieron que devolver 1.236 millones de euros.[9]

Este caso constituye un ejemplo de retroactividad impropia, puesto que la nueva normativa no solo alteró las expectativas futuras, sino que también afectó a las condiciones bajo las cuales los inversores habían realizado sus compromisos financieros y proyectos de largo plazo, que en el caso de las empresas multinacionales superaban los 70.000 millones de euros.

Al aplicar cambios legislativos que afectan a situaciones previas sin alterar efectos jurídicos plenamente consolidados, se crea una situación de inseguridad que puede repercutir negativamente en la confianza de los inversores y en la estabilidad del sector a largo plazo. Esta mala práctica influye en decisiones económicas pasadas con normas presentes, comprometiendo la percepción de que existe un entorno regulatorio estable, lo cual es clave para el desarrollo sostenido de la energía, un ámbito que siempre requiere de fuertes inversiones.

Por este motivo, y tal y como se ha indicado anteriormente, a lo largo de los últimos años los actores afectados han presentado numerosas reclamaciones de arbitraje en distintos tribunales, aunque principalmente en el CIADI del Banco Mundial. En noviembre de 2024, las compañías afectadas contabilizaban un total de 34 laudos dictados, de los cuales 26 se habrían saldado a favor de los inversores, a los cuales España debe unos 1.562 millones en concepto de indemnizaciones. Además, debido al impago de tales sentencias, España enfrenta una serie de obligaciones adicionales, con un sobrecoste que se sitúa en torno a 330 millones de euros y se explica por los intereses de demora en el abono de dichas compensaciones, las condenas en costas que ha sufrido y los honorarios de consultores y abogados reclutados por el Ejecutivo para seguir litigando en vez de cumplir los laudos.[10] Lo cierto es que España se ha negado a ejecutar dichos laudos condenatorios, ya que entiende que deberían ser juzgados por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea. Debido a los continuos incumplimientos de pago por parte de España, las empresas perjudicadas han interpuesto demandas contra el Estado español en tribunales de varios países, buscando el embargo de activos y bienes españoles en el extranjero. Ya se han aprobado diversas confiscaciones de propiedades, cuentas bancarias y derechos financieros en Reino Unido y Bélgica. Además, la Corte de Distrito de Estados Unidos y la Corte Suprema de Australia han abierto la puerta a acciones similares al reconocer a España como un país deudor por este concepto.

Adicionalmente, está en marcha un proceso de *default* técnico que ha ocasionado ya un perjuicio económico superior a los 4.660 millones, debido al aumento de los costes de financiación y la reducción de la actividad económica asociada. Puesto que la situación siguió en pie a lo largo de 2024, se estima que las pérdidas acumuladas para las arcas públicas y la economía nacional van a superar los 12.000 millones.[11]

9 Ver noticia en el siguiente enlace: https://www.expansion.com/2014/10/02/empresas/energia/1412244129.html
10 Información presentada en la III Conferencia Internacional de Energía Renovable, Seguridad Jurídica e Inversión Extranjera, celebrada el 30 de mayo de 2024 en Madrid.

Las empresas afectadas exigen a España que honre sus obligaciones conforme al derecho internacional y resuelva esta serie de impagos que han colocado al país en una situación extremadamente complicada, situándonos por encima de países como Rusia o Venezuela en el índice que evalúa el número de laudos internacionales pendientes de cumplimiento. Dicho documento, elaborado por el profesor Nikos Lavranos, destaca la precaria situación en la que se ha situado nuestro país a nivel internacional, puesto que el impago de arbitrajes es impropio de democracias sólidas y sistemas jurídicos caracterizados por el imperio de la ley.[12]

TABLA 5

Países con mayores laudos impagados y cantidades adeudadas

País	Número de laudos impagados	Cantidad total de laudos no pagados (miles de millones de dólares)
España	15	1,3
Venezuela	15	7,1
Rusia	9	60,1

Fuente: Nikos Lavranos.

Además, cabe destacar que España es el país que ha sufrido un mayor número de denuncias de este tipo, con 51 procedimientos, muy por delante de Italia o Rumanía, que han lidiado con 14 y 8 disputas y han resuelto tales deudas de forma sencilla. No ocurre lo mismo en España, que se ha negado a desembolsar las indemnizaciones, motivo por el cual la justicia británica y australiana han autorizado la confiscación de bienes del Estado en el extranjero, caso de la sede londinense del Instituto Cervantes, el edificio del Instituto Español Vicente Cañada Blanch, cuatro cuentas de banco o el derecho de cobro de la indemnización por la catástrofe del *Prestige*, valorada en más de 400 millones de euros.

> *España acumula tantos laudos impagados como Venezuela y más que Rusia.*

Lo cierto es que esta situación de inseguridad jurídica se está haciendo notar en el despliegue de las renovables. Según el informe *Renewables 2023* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), España ha experimentado un notable retroceso en sus expectativas de desarrollo de energías limpias para el período 2023-2027.[13] La AIE ha atribuido este revés a la insuficiente suscripción en las subastas gubernamentales para asignar capacidad de generación renovable, destacando el fracaso de la subasta de noviembre de 2022, en la cual se adjudicó poco más del 1% de la capacidad ofrecida.[14]

11 Para más información sobre el proceso de *default* técnico, ver: https://spanishrenewabledebt.com/en/bonddefault
12 El índice está disponible en el siguiente enlace: https://www.internationallawcompliance.com/wp-content/uploads/2023/10/FULL-Report-2023-DEF-25-OCT-.pdf
13 Informe disponible en el siguiente enlace: https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf

Los resultados de estas subastas sugieren que las condiciones económicas ofrecidas no resultaron atractivas en comparación con las opciones de financiación de proyectos no subsidiados. Esta situación refleja un desajuste entre los precios máximos establecidos por el Gobierno y los precios del mercado mayorista, que son considerablemente más altos. A pesar de que los precios en el mercado mayorista han bajado desde los picos de la crisis energética, continúan siendo superiores a los establecidos en las subastas, lo que indica que la valoración gubernamental es poco atractiva para los inversores. A todo ello hay que sumarle la inseguridad jurídica descrita en los párrafos anteriores.

Además de las dificultades económicas, el informe de la AIE resalta problemas adicionales que afectan a España, como la burocracia excesiva o las dificultades para obtener los permisos necesarios, que han frenado el despliegue de proyectos renovables. Estos desafíos han llevado al Gobierno a dejar de convocar nuevas subastas durante más de un año, aunque recientemente se han propuesto algunas modificaciones para mejorar la situación, incluyendo requisitos adicionales como el impacto medioambiental y la creación de empleo en futuras adjudicaciones.

Mientras tanto, otros países han mostrado avances más significativos en la adopción de energías renovables, con políticas y condiciones más favorables que han facilitado un despliegue más rápido y eficiente. En contraste, España ha quedado rezagada, como refleja la cuarta sección del informe, lo que pone de relieve la necesidad de revisar y adaptar su enfoque regulatorio y económico para fomentar un crecimiento más robusto en este sector vital para la transición energética.

14 En España, el proceso de adjudicación de capacidad para instalar energía renovable se inició con el Real Decreto 947/2015, destinado a establecer un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de energía eléctrica procedente de fuentes renovables, especialmente biomasa y eólica. Desde la primera subasta en 2016, estas se han realizado de manera intermitente. Las subastas permiten a las empresas ganadoras implementar proyectos de energía renovable, adjudicándose a quienes presenten las ofertas más competitivas según varios criterios, incluyendo precio, tecnología y ubicación geográfica, entre otros. Las condiciones y el resultado de la última subasta celebrada en España se recogen en el siguiente documento: https://www.boe.es/boe/dias/2022/12/05/pdfs/BOE-A-2022-20540.pdf

04

El coste económico de la burbuja verde

En las páginas anteriores se ha explicado el desarrollo y posterior pinchazo de la burbuja de las energías renovables, prestando especial interés a lo ocurrido entre 2007 y 2013 y centrando el tiro en la energía solar fotovoltaica. Ahora que ya se ha tratado el volumen de las primas recibidas y su nefasto proceso de revisión, llega el momento de explicar los costes que ha generado esta gran burbuja para los agentes productivos españoles.

4.1 El déficit de tarifa

El déficit de tarifa es, junto a la burbuja de las renovables, uno de los principales problemas del sistema eléctrico durante la época analizada. Sebastián (2021) explica de manera rigurosa y simple que el déficit de tarifa es la diferencia entre los ingresos y los gastos del sistema. Los ingresos son la tarifa que pagan los consumidores, mientras que los gastos incluyen la generación, transporte, distribución, primas, compensación por la generación eléctrica extrapeninsular y otros costes regulados. La diferencia entre ingresos y costes genera un déficit tarifario, el cual se reconoce a los titulares de los costes, es decir, las eléctricas, y se paga a futuro. Son los consumidores, es decir, hogares y empresas, quienes pagan la deuda que genera el sistema.

Todo comienza con el régimen del sistema eléctrico que rige desde 1997. Para contener los problemas de inflación, se fijan unas tarifas reguladas que van a pagar los consumidores. Los costes, por otro lado, son aquellos establecidos y reconocidos por las normas regulatorias. Es decir, tanto el precio que pagan los consumidores como las cantidades percibidas por los productores están reguladas. De este modo, no se puede hablar de un déficit económico, sino de un déficit de naturaleza regulatoria:

> *«Las tarifas que pagan los consumidores no alcanzarían a retribuir de forma adecuada los costes en los que incurren las empresas para el suministro eléctrico. La cuestión es si los costes que reconocen las normas regulatorias reflejan o no los costes efectivos del suministro. Porque, si los pri-*

> *meros superan a los segundos, o si los costes efectivos resultaran ineficientes, entonces estaríamos ante un déficit cuyo origen habría que buscarlo no tanto en la falta de una remuneración suficiente, sino, muy al contrario, en las normas regulatorias que determinan una retribución excesiva o ineficiente. En este segundo caso, el déficit sería, al menos en parte, un déficit de tipo regulatorio» (Fabra y Fabra, 2012).*

La determinación de costes viene dada por los peajes de acceso, que incluyen la retribución de las actividades reguladas (transporte y distribución), además de otros costes ajenos, entre los que se incluyen las primas al régimen especial o la moratoria nuclear. El Gobierno tenía la responsabilidad de calcular anticipadamente estos costes y ajustar los peajes de acceso para cubrirlos completamente.

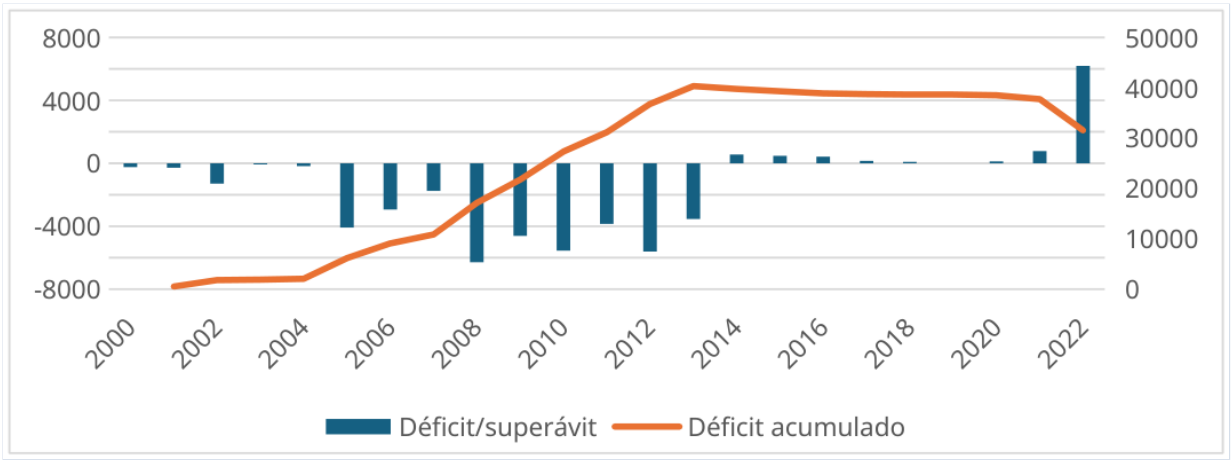
Sin embargo, en la práctica, los peajes fijados solían ser menores a los necesarios. Esto se debía a que un ajuste completo resultaría en un incremento significativo en el precio final de la electricidad que deberían pagar los consumidores, lo cual se consideraba indeseable políticamente. Así, por razones esencialmente electorales o de imagen, se mantuvo oculto el verdadero coste de la electricidad de cara al consumidor final. Esto hizo que los españoles se estuvieran, en esencia, subvencionando a sí mismos sin darse cuenta, acumulando la diferencia como parte del déficit tarifario eléctrico, una deuda que seguía creciendo y terminó por afectar a la estabilidad financiera de todo el sistema eléctrico nacional. Podemos poner un ejemplo de ello fijándonos en el último ejercicio para el que se observa un déficit anual abultado, 2013.[15] Durante dicho año, los costes incluidos en las tarifas de acceso fueron de aproximadamente 22.000 millones de euros, mientras que los ingresos por las tarifas de acceso ascendieron a 18.500 millones. Por tanto, los peajes de acceso eran inferiores a los costes estimados y el déficit regulatorio aumentó en ese ejercicio en unos 3.500 millones de euros.

La siguiente figura ofrece la serie histórica completa del déficit de tarifa y la deuda acumulada. Se puede comprobar que el problema empezó a agravarse en 2004. Hasta ese momento, la deuda acumulada no alcanzaba los 2.000 millones. A partir de entonces, el desajuste entre ingresos y costes regulados sube de manera considerable, hasta llegar a los 6.287 millones en 2008. Entre 2009 y 2013 el saldo se mantiene más o menos estable entre los 3.500 y los 5.500 millones. Desde 2014, con la Ley 24/2013, el déficit se convierte en superávit. La deuda del sistema, que llegó a situarse por encima de los 40.000 millones de euros, se encuentra ahora en 31.500 millones.

15 La Ley 24/2013, que reemplazó a la Ley 54/1997, establece en su artículo 19 que cualquier desequilibrio en los costes del sistema eléctrico que no sea cubierto por un aumento de los peajes y otros cargos, y que esté dentro de los límites permitidos, deberá ser financiado por los participantes del sistema de liquidación. La contribución de cada participante será proporcional a la compensación económica que reciban por las actividades que realizan dentro del sistema. Esto significa que, si los ingresos generados por los peajes y cargos no son suficientes para cubrir todos los costes, los diferentes agentes del sistema, como productores y distribuidores de electricidad, deben contribuir a la financiación del déficit según lo que ganen por su trabajo en el sistema.

FIGURA 10

Déficits y superávits anuales del sistema eléctrico y déficit acumulado, en millones de euros

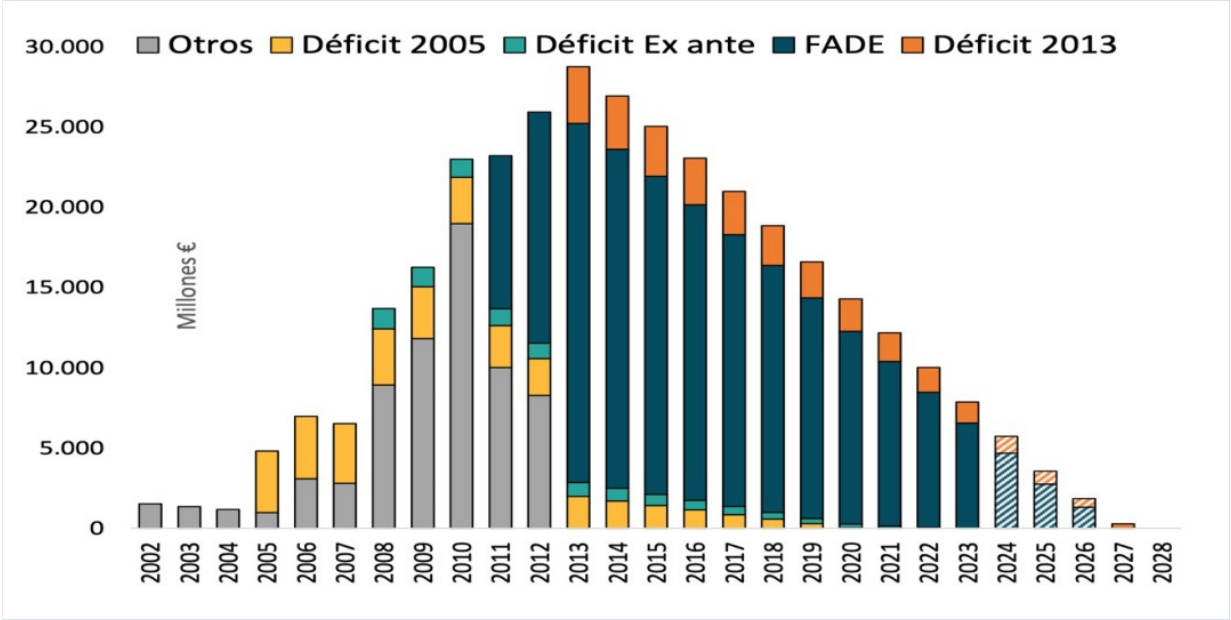


Fuente: elaboración propia a partir de CNMC.

La deuda viva del sistema no paró de crecer también hasta el año 2013, superando de forma amplia los 25.000 millones de euros. Desde entonces, las anualidades pagadas dentro de la factura han permitido amortizar la deuda, de tal modo que ha comenzado a descender notablemente. Las previsiones realizadas por la CNMC apuntan a que, en el año 2028, esta deuda habrá desaparecido por completo. En estos momentos, la deuda por consumidor asciende a 188 euros. En el peor punto de la serie, alcanzado en 2014, cada consumidor hacía frente a una deuda de 931 euros.

FIGURA 11

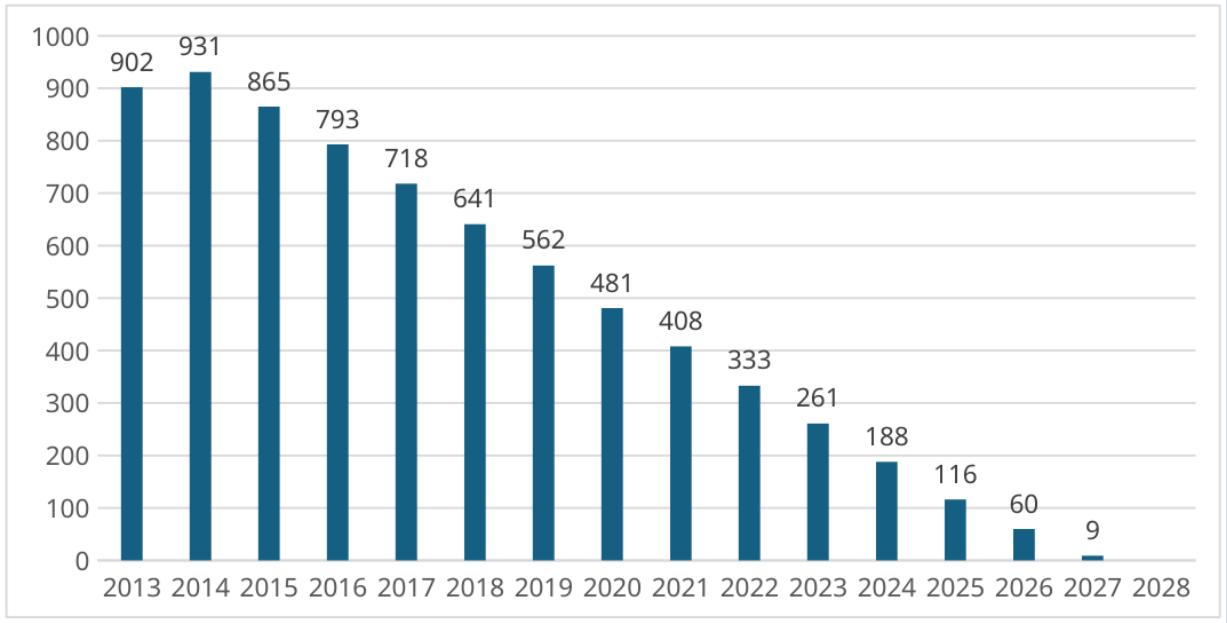
Evolución histórica (hasta 2023) y previsión a futuro (desde 2024) de la deuda del sistema eléctrico, en millones de euros



Fuente: CNMC.

FIGURA 12

Deuda por consumidor generada por el déficit de tarifa, en euros

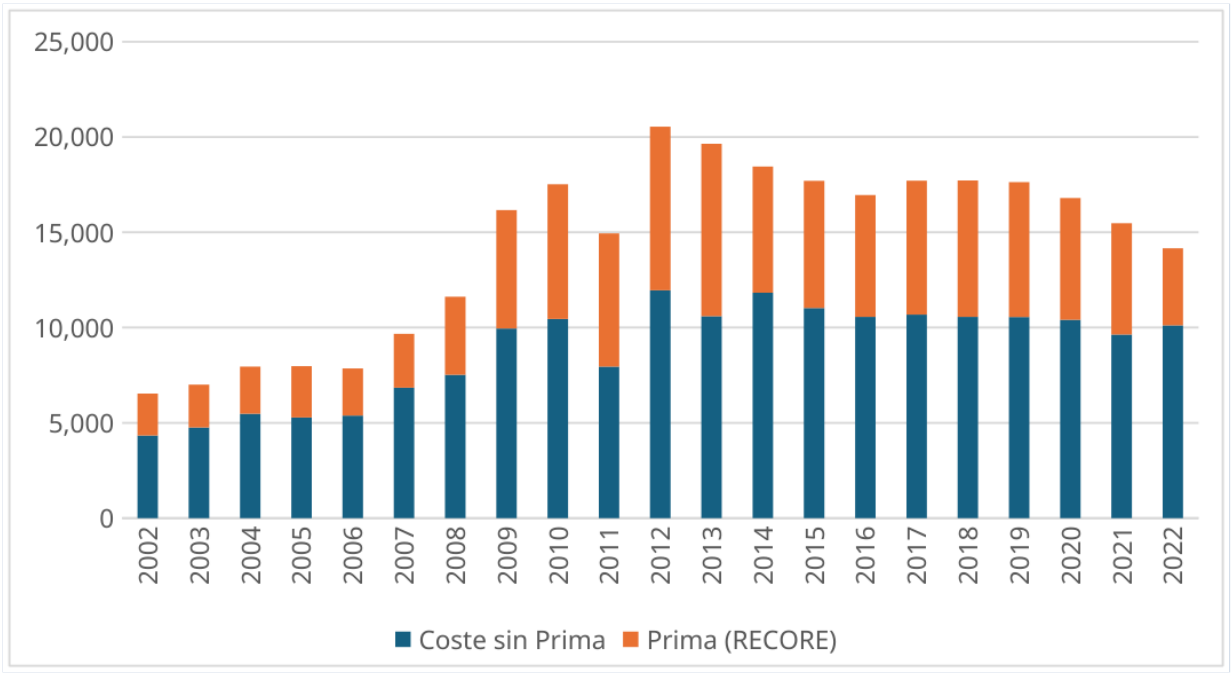


Fuente: CNMC.

Se puede comprobar que, hasta 2007, el peso de las primas en los peajes de acceso y, por lo tanto, su contribución a los costes regulados del sistema era limitada, situándose en torno al 30% del total de los costes regulados. Sin embargo, a partir de entonces, y hasta 2013, dicho porcentaje aumenta de manera vertiginosa, hasta acercarse al 50% del total de costes regulados. Durante la burbuja, las primas a las energías del régimen especial alcanzaban cifras similares al resto de los costes regulados del sistema (Sevillano, 2023).

FIGURA 13

Coste del peaje de acceso desglosado por primas a las renovables y resto, en millones de euros



Fuente: elaboración propia a partir de Sevillano (2023) y CNMC.

4.2 Escalada de costes

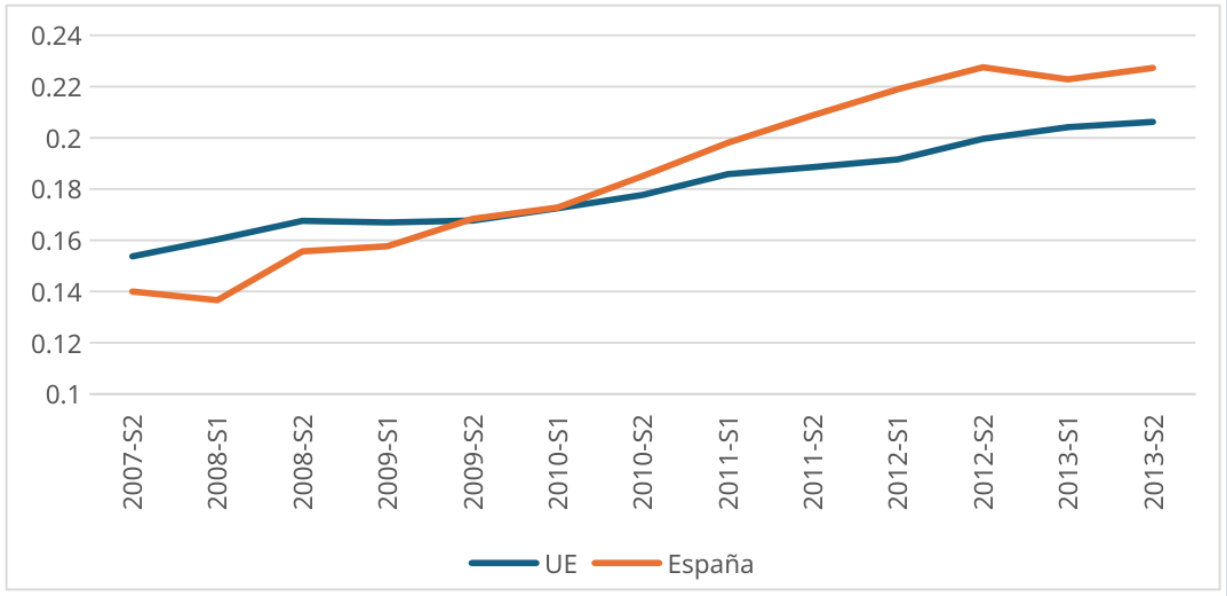
A pesar de que el déficit de tarifa se utilizó para camuflar el aumento de los costes regulados, las tarifas se incrementaron para tratar de reducir esta brecha. De este modo, es preciso observar la evolución de los precios para comprobar si, en efecto, la política de subvención a las renovables ha tenido consecuencias en los bolsillos de los ciudadanos, no solo a futuro mediante el déficit de tarifa, sino también en el presente.

Eurostat ofrece datos semestrales de los precios de la electricidad para los consumidores domésticos. En el segundo semestre de 2007, primer semestre con datos disponibles, el precio del kWh en España era de 0,14 euros, mientras que el promedio comunitario era de 0,1537 euros. Es decir, la electricidad para los consumidores europeos era un 9,78% más cara que para los españoles. En el segundo semestre de 2013, eran los consumidores españoles los que pagaban un 9,28% más (0,2273 euros frente a 0,2062 euros). Hasta el segundo semestre del año 2022, esta brecha continuó aumentando.

Mientras que la tasa de crecimiento de los precios de la electricidad pagada por los hogares fue del 34,16% para el promedio comunitario, en España este aumento alcanzó el 62,36%. Es decir, los precios aumentaron 28,20 puntos porcentuales más en España que en la Unión Europea.

FIGURA 14

Evolución de los precios de la electricidad para los hogares, en euros/kWh

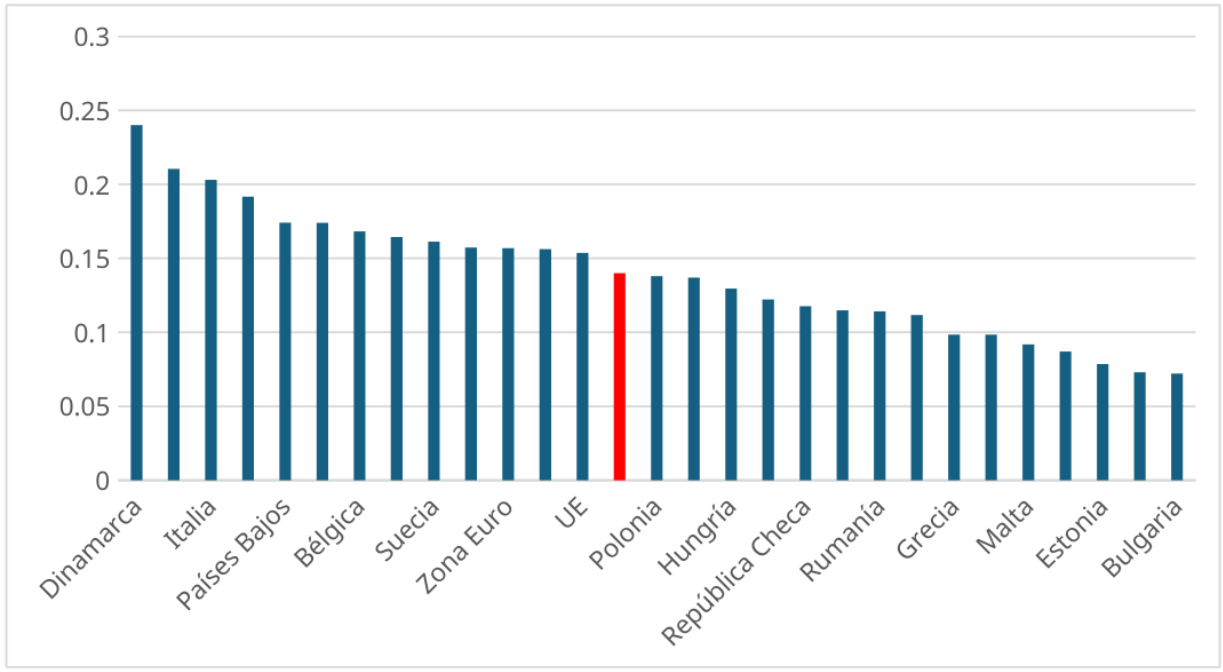


Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Mientras que, en el momento en que se aprobó la normativa clave que luego generó la burbuja de la energía solar fotovoltaica, España se encontraba en una posición intermedia en cuanto al precio de la luz de los hogares entre los países de la UE, la situación alcanzada cuando se pinchó la burbuja era mucho peor, puesto que España pasó a figurar entre los puestos más altos de la tabla.

FIGURA 15

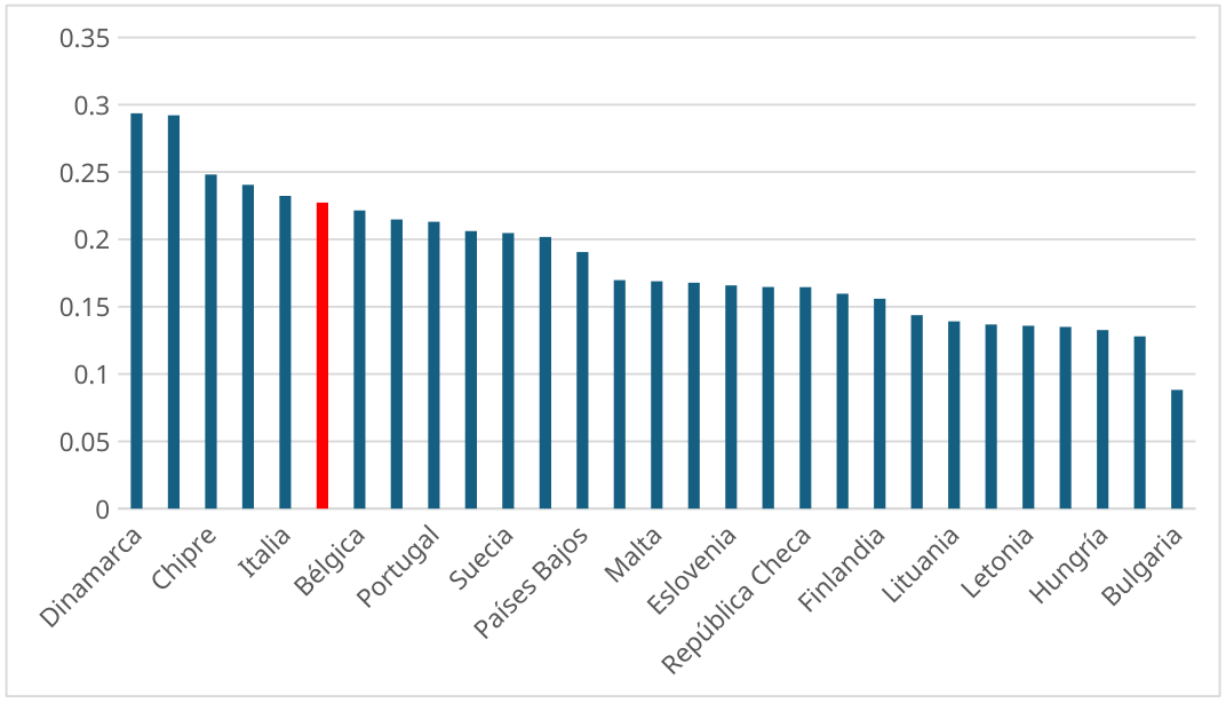
Precio de la electricidad en los países de la Unión Europea en el segundo semestre de 2007, en euros/kWh



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat. En rojo, España.

FIGURA 16

Precio de la electricidad en los países de la Unión Europea en el segundo semestre de 2013, en euros/kWh



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat. En rojo, España.

Como ya se ha explicado, la mayoría del dinero que pagan las familias y las empresas en su factura de electricidad no se determina por las condiciones del mercado, sino por decisiones políticas, que de hecho suponen tres de cada cuatro euros del coste abonado por el sector privado a la hora de financiar su suministro de energía.[16]

Estas decisiones incluyen subvenciones, compensaciones e impuestos, de modo que hablamos de costes que no están directamente relacionados con la producción de energía. Excluyendo los impuestos, y según los datos de Eurostat, el aumento en el coste de la electricidad que ha vivido España se ha debido en gran parte a las tarifas adicionales aprobadas para incentivar el uso de energías renovables, así como a los costes asociados con los derechos de emisiones de CO_2.

Desde el año 2007, los costes regulados se han más que duplicado, pasando de poco más de 8.000 millones de euros a cerca de 17.000. Este aumento tan significativo se debe principalmente a las tarifas de energía renovable, que han aumentado considerablemente su proporción en relación con los costes totales. Como se indicó anteriormente, las primas a las renovables explicaban alrededor del 28% de la factura eléctrica.[17] En contraste, los precios en el mercado mayorista han tenido altibajos, pero por lo general han permanecido estables.[18]

4.3 La competitividad de la industria

Durante la burbuja de las energías renovables en España, los precios experimentaron un aumento significativo, lo cual tuvo un impacto adverso en la industria y la economía del país. Unos costes energéticos elevados, exacerbados por políticas que apoyaban la producción de energías renovables a base de subsidios y tarifas reguladas, hacían que las empresas españolas se situasen en una posición comparativamente desfavorable en relación con sus competidores internacionales. Esta situación generó una presión considerable sobre las industrias que dependían intensamente del consumo de energía, obligándolas a reconsiderar sus estructuras de costes y sus estrategias de inversión.

Un caso emblemático de las consecuencias de estos precios altos es el de FerroAtlántica, compañía que enfrentó dificultades significativas debido al aumento en los costes de energía. FerroAtlántica, conocida por su producción de ferroaleaciones y silicio metal, es una compañía intensiva en el consumo de energía, lo que hace que su operativa sea particularmente vulnerable ante las fluctuaciones de los precios de la energía. La empresa se vio obligada a evaluar sus operaciones en España y, ante el encarecimiento de los precios, puso en

16 La factura se puede dividir en cuatro partes: costes de la energía, peajes de transporte y distribución, cargos (entre los que se incluye la retribución renovable) e impuestos. Tan solo la energía (precio «libre») representa alrededor del 25% de la factura. Los cargos, por ejemplo, representan alrededor de un tercio de la factura.
17 Las primas a las renovables representaban alrededor de la mitad del coste de los cargos y peajes, que a su vez representaban algo más de la mitad de la factura final pagada por los consumidores.
18 Información disponible en el siguiente enlace: https://www.libremercado.com/2019-05-21/manuel-llamas-porque-se-ha-disparado-la-luz-en-espana-culpen-a-politicos-y-ecologistas-87920/

marcha medidas drásticas para reducir costes, incluyendo el traslado de parte de la nueva producción a países con un entorno energético más favorable, lo que resalta el impacto directo de la política energética sobre las decisiones empresariales estratégicas.

Acerinox, uno de los mayores fabricantes de acero inoxidable del mundo, es otro claro ejemplo del impacto de los altos costes energéticos. La empresa optó por no expandir sus operaciones en España y, en cambio, aumentó su capacidad en sus plantas de Kentucky (Estados Unidos) y Columbus (Sudáfrica), debido a los menores costes energéticos en ambos países. Esta decisión se basó esencialmente en la necesidad de evitar los altos costes energéticos de España, influidos negativamente por las políticas de energía verde.

Gonzalo Urquijo, presidente de la Unión de Empresas Siderúrgicas, expresó públicamente la preocupación del sector por la sostenibilidad de la industria bajo el régimen de precios energéticos cada vez más altos impulsados por la inversión en energías renovables. Criticó las políticas públicas que, a su juicio, penalizaban a las industrias tradicionales mediante costes elevados que no se compensaban con mejoras paralelas en infraestructura o incentivos. Urquijo argumentó que estas políticas no solo afectaban a la competitividad, sino que también ponían en riesgo la viabilidad de operaciones industriales esenciales para la economía española, evidenciando un claro descontento sectorial con las reformas energéticas.

En septiembre de 2007, un grupo de dieciocho grandes empresas españolas que presentaban un consumo intensivo de energía, caso de los sectores de la metalurgia, el cemento, los químicos, la cerámica y el gas, formaron una asociación llamada Fortia. Dicho grupo, que representaba el 18% del consumo industrial de electricidad en España y el 7% de la demanda total de la Península Ibérica, se creó con el objetivo de negociar y comprar energía de manera centralizada y buscar un tratamiento especial por parte de la Administración para eximirse de los costes generados por las políticas energéticas vigentes. Esta medida fue vista como crucial para mantener su competitividad frente a las empresas de países con costes eléctricos más bajos.

La experiencia española durante la burbuja de las energías renovables ilustra los complejos desafíos económicos y competitivos que enfrentan los países al adoptar políticas energéticas que desoyen las dinámicas propias del mercado. A medida que empresas como Ferro-Atlántica y Acerinox experimentaron aumentos significativos en los costes de energía, impulsados por subsidios y tarifas reguladas para apoyar las energías renovables, se vieron forzadas a tomar decisiones estratégicas drásticas, incluyendo la reubicación de sus operaciones a regiones con costes energéticos más favorables.

Esta situación no solo pone de relieve el impacto directo de las políticas de energía verde en la competitividad industrial, sino que también subraya la importancia de un enfoque equilibrado que armonice los objetivos medioambientales con la viabilidad económica y la estabilidad industrial. La creación de la asociación Fortia por parte de compañías intensivas en el

consumo de energía resalta una respuesta organizada del sector industrial, que buscó lidiar con la situación negociando precios más favorables y mitigando en lo posible los efectos adversos de estas políticas anticrecimiento.

Este caso subraya la necesidad de que las políticas energéticas consideren cuidadosamente el impacto económico en la actividad económica y, especialmente, en la industria, garantizando que los esfuerzos en materia de sostenibilidad no comprometan la base y la capacidad productiva del país.

4.4 Pérdida de liderazgo y eficiencia

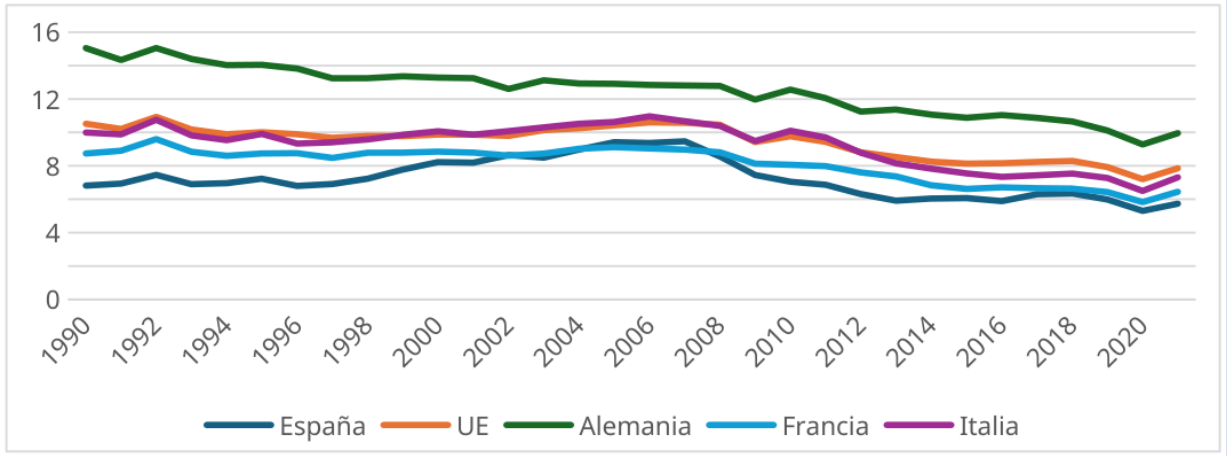
El notable aumento de la capacidad instalada de las principales tecnologías renovables durante la época de la burbuja se frenó abruptamente entre 2013 y 2018. Durante este lustro, la capacidad instalada de la solar fotovoltaica y la eólica, por ejemplo, apenas se movió de los 4.600 MW y 23.000 MW, respectivamente. Esto evidencia la dinámica de auge y declive de las industrias de energías renovables, o de cualquier otra que dependa exclusivamente de subsidios, mandatos y regímenes parecidos.

Como consecuencia, España dejó de ocupar los primeros puestos en el sector de las energías renovables. Según el Green Innovation Index, en su edición internacional, España había desaparecido del *ranking* mundial de patentes de renovables, superada por países como China, Francia, Corea del Sur y Taiwán. Además, potencias establecidas como Estados Unidos, Japón, Alemania o Reino Unido han superado sistemáticamente a España en este campo desde 2012 en adelante.

Además, a pesar de la gran apuesta por las renovables de esta época, las emisiones de CO_2, ajustadas por el comercio, no han tenido un comportamiento mucho mejor en España que en otros países de nuestro entorno. Sí es cierto que se aprecia un ligero descenso a partir de 2008 pero, al igual que en otros países de nuestro entorno, la explicación se debe al deterioro de la situación económica. Y, aunque se aprecia un aumento del consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables durante la etapa 2007-2013, y a pesar de que la subida se situó por encima del resto de países de nuestro entorno, dicho diferencial poco a poco se fue perdiendo en favor de otros países que también hicieron una apuesta por las renovables. Además, mientras que otros países han logrado mantener más o menos estable el ritmo de crecimiento de las energías verdes, en España se aprecia un fuerte retroceso en la etapa posterior a la de la burbuja. Esto sucede especialmente con la tecnología que más se benefició de las primas, como fue la solar.

FIGURA 17

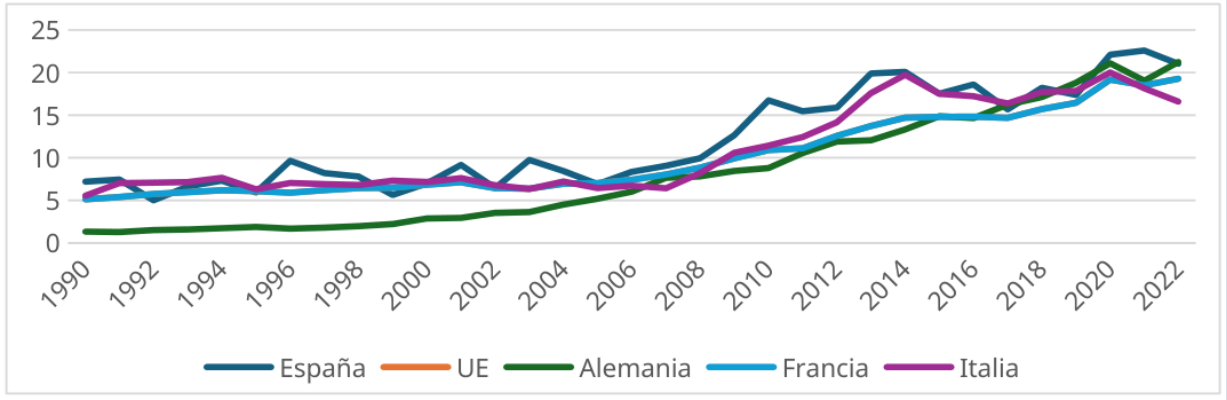
Emisiones de CO_2 basadas en el consumo, per cápita, en toneladas



Fuente: Our World in Data.

FIGURA 18

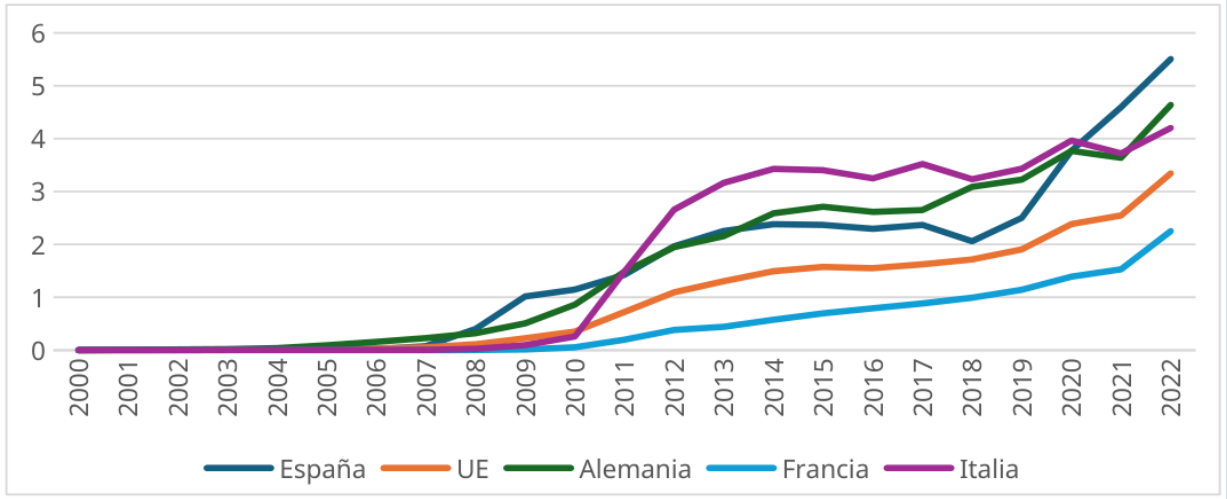
Consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables (%)



Fuente: Our World in Data.

FIGURA 19

Porcentaje del consumo de energía primaria que procede de energía solar



Fuente: Our World in Data.

Una posible explicación de estos resultados paradójicos es que, tal y como apuntan Díaz et al. (2021), la clave para reducir las emisiones es la adopción de tecnologías eficientes energéticamente o, lo que es lo mismo, apostar por soluciones pro-mercado. Tal y como se ha explicado, España ha seguido un modelo energético que va precisamente en contra de las lógicas y dinámicas del mercado, aplicando fuertes subvenciones a tecnologías que no eran en absoluto eficientes en el momento en el que se comenzaron a bonificar. De hecho, los autores comprueban que las emisiones en España tienen un componente cíclico, de modo que la apuesta por las renovables no se tradujo en ganancias de eficiencia energética, y los indicadores de desempeño medioambiental se han movido a la baja no tanto por las renovables como por las oscilaciones de la producción y las ganancias de eficiencia de los productores.

05
Conclusiones

Del análisis de la intervención estatal en la actividad económica y, específicamente, en el sector de las energías renovables en España, se deriva que es fundamental no subestimar los fallos que pueden acompañar a estas políticas. Los supuestos fallos de mercado justifican a menudo la intervención gubernamental para corregir ineficiencias tales como externalidades o problemas de información. Sin embargo, es crucial reconocer que la intervención estatal no está exenta de errores y que estos pueden, en ocasiones, exacerbar los problemas que buscan solucionar.

5.1 Errores de la intervención pública

Los errores de intervención pública cometidos durante esta etapa han sido los siguientes:[19]

01 **Subsidios excesivamente generosos.** El primer gran error en la política energética de España fue la asignación de subsidios excesivamente generosos para las energías renovables, basados en estimaciones optimistas y poco realistas sobre la evolución de los costes de producción. El Real Decreto 661/2007, por ejemplo, estableció tarifas para la energía solar a precios desproporcionadamente altos comparados con el mercado, manteniendo estas tarifas reguladas por períodos extensos de hasta 25 años. Este tipo de políticas generó una sobrecarga financiera insostenible y desincentivó la búsqueda de eficiencias reales en el sector, alejando sus dinámicas de la operativa propia del mercado.

02 **Falta de previsión.** El segundo gran error fue la falta de previsión sobre los recursos necesarios para sostener estas políticas a largo plazo. La legislación española no solo fijó un límite demasiado alto para la capacidad instalada de energías renovables, sino que también falló a la hora de aplicar estos límites de manera efectiva cuando fue necesario. Esto resultó en un sobredimensionamiento de la capacidad que superó lo sostenible dados los recursos disponibles.

19 En una línea similar, Santaló (2011) también señala estos mismos errores.

03 **Inseguridad jurídica.** El tercer gran error fue la creación de un entorno de inseguridad jurídica: los recortes abruptos en las tarifas reguladas paralizaron definitivamente las nuevas inversiones y generaron una incertidumbre regulatoria que dañó profundamente el clima de inversión en el sector, desincentivando el compromiso del sector privado con el desarrollo de energías renovables y espantando a los inversores extranjeros.

En definitiva, la experiencia de España con la promoción de energías renovables entre 1998 y 2014 es un ejemplo emblemático de los desafíos y oportunidades en la transición hacia una economía sostenible. Durante el periodo analizado, la implementación de políticas volcadas en subsidiar un gran aumento de la capacidad que no obedecía a la demanda productiva del sector privado fomentó un crecimiento desordenado que devino en una burbuja especulativa, con impactos significativos en clave socioeconómica. El posterior pinchazo de la burbuja vino de la mano de un deterioro de la seguridad jurídica y afectó negativamente a la competitividad industrial y a la estabilidad del propio sector energético.

5.2 Lecciones de la burbuja renovable

Las lecciones aprendidas subrayan la necesidad de equilibrar los objetivos ambientales con la sostenibilidad económica y la previsibilidad regulatoria en futuras políticas de energías renovables. A continuación, se detallan las lecciones e ideas clave de la burbuja de las energías renovables:

01 **Crecimiento y auge de las energías renovables.** Durante el periodo 1998-2014, España experimentó un notable crecimiento en la instalación de energías renovables, especialmente en el sector solar fotovoltaico. Impulsado por las políticas de subsidios y tarifas garantizadas, conocidas como *feed-in tariffs*, el país logró multiplicar su capacidad instalada en energías limpias. En 15 años, las energías primadas pasaron de 5.000 MW a 40.000 MW. Este crecimiento fue particularmente marcado entre 2007 y 2008, cuando las instalaciones fotovoltaicas se multiplicaron por cinco debido a incentivos financieros generosos. Las primas pagadas ascienden a 86.915 millones de euros, pero todavía quedan dos décadas pendientes de pago, por lo que la cifra final puede rondar los 300.000 millones de euros.

02 **Formación de la burbuja especulativa.** El rápido y poco regulado crecimiento del sector generó una burbuja especulativa. Las altas primas ofrecidas aseguraban retornos elevados, atrayendo una cantidad desproporcionada de inversiones, muchas veces sin una evaluación adecuada del riesgo y la sostenibilidad a largo plazo. Tanto es así que, por ejemplo, la solar fotovoltaica ha estado percibiendo el doble de las subvenciones recibidas por la eólica, cuando su producción es una quinta parte de esta última. Esto no solo incrementó significativamente los costes de apoyo, sino que también distorsionó el mercado energético y puso en riesgo la estabilidad financiera del sistema eléctrico español.

03 **Impacto económico y social.** El auge de las energías renovables vino acompañado de importantes costes económicos y sociales. Las primas y subsidios a las energías limpias aumentaron drásticamente el coste de la electricidad para los consumidores y contribuyeron al déficit tarifario, una deuda acumulada que se trasladó a futuros consumidores. En total, se acumularon hasta 40.000 millones de euros de deuda en el sistema. Además, la burbuja y su posterior estallido afectaron negativamente a la competitividad de las industrias españolas intensivas en energía, muchas de las cuales optaron por trasladar sus operaciones a países con menores costes energéticos. Este impacto también se reflejó en la pérdida de empleos en el sector renovable y en una disminución del liderazgo de España en innovación tecnológica en este campo. Las estimaciones apuntan a que el sector perdió en un lustro la mitad del empleo que generaba, al pasar de 143.000 puestos de trabajo en 2008 a algo más de 75.000 en 2015.

04 **Estallido de la burbuja y consecuencias legales.** En 2013, el sistema de primas fue sustituido por un nuevo modelo retributivo basado en una rentabilidad razonable, lo que puso fin al sistema dual de régimen ordinario y especial. Estos cambios, aunque necesarios para frenar la burbuja, generaron una ola de litigios internacionales contra el Estado español por parte de inversores afectados. Las demandas alegaban una violación de los principios de seguridad jurídica y confianza legítima, argumentando que los recortes abruptos en las tarifas garantizadas comprometían las inversiones realizadas bajo el marco regulatorio anterior. Este clima de inseguridad jurídica perjudicó la imagen de España ante los inversores internacionales y ralentizó el desarrollo futuro de proyectos renovables. España ha sido demandada ante distintos tribunales internacionales, los cuales han reconocido cerca de 1.800 millones de euros en los distintos laudos que ha perdido el Estado con inversores extranjeros. España se sitúa al nivel de Rusia y Venezuela en cuanto a disputas y laudos impagados en las cortes internacionales.

5.3 Mirando al futuro

Las lecciones de lo ocurrido son claras. La experiencia española con la burbuja de las energías verdes subraya la importancia de abandonar el intervencionismo y la pretensión de diseñar o planificar los mercados energéticos de espaldas a las necesidades del sector privado. La implementación de incentivos financieros se hizo sin la adecuada evaluación de riesgos y de sostenibilidad, lo que condujo a consecuencias indeseadas.

Es crucial que las políticas energéticas consideren los beneficios medioambientales, pero también la viabilidad económica y las condiciones propias de la economía de mercado. Mirando al futuro, España deberá encontrar un equilibrio entre incentivar la inversión en el sector y mantener un entorno regulatorio predecible y sostenible que evite la repetición de errores pasados.

Por encima de todo, esta reflexión debe llevarnos a destacar la importancia del mercado como mecanismo fundamental para el desarrollo de innovaciones en el sector de las energías. A diferencia de la intervención pública, el mercado promueve la eficiencia, la competitividad y la adaptación tecnológica, factores esenciales para un progreso sostenible y duradero en el proceso de adopción y despliegue de energías renovables.

> *Las economías abiertas no son solamente más ricas, sino que también presentan modelos de producción más limpios.*

Para abordar los problemas climáticos, necesitamos acelerar la innovación, lo cual requiere incentivar el libre desarrollo de mercados competitivos. Las economías abiertas no son solamente más ricas, sino que también presentan modelos de producción más limpios. Abriendo los mercados a la competencia, los gobiernos pueden fomentar la innovación y reducir el coste de nuevas inversiones, lo que a su vez impulsa el crecimiento económico, la creación de empleo y, en clave medioambiental, la descarbonización.

En Occidente se puede comprobar cómo el uso de energía está cada vez más desacoplado del PIB y cómo se han reducido significativamente las emisiones de CO_2 per cápita. Los responsables de las políticas públicas deben acompañar estos desarrollos con deducciones fiscales que faciliten una descarbonización canalizada por el mercado.

A nivel internacional, es fundamental un acuerdo general que pase por eliminar subsidios ineficientes y por replegar las políticas climáticas de corte intervencionista, promoviendo en su lugar un marco de libre comercio con mercados competitivos donde las subvenciones queden superadas y se apueste, ante todo, por reglas claras, derechos de propiedad debidamente asignados y un contexto de impuestos bajos y regulaciones sencillas.

Las naciones que adopten estas políticas pueden tener acceso a flujos de inversión extranjera a través de incentivos fiscales recíprocos, como la deuda exenta de impuestos para la formación bruta de capital fijo a nivel transfronterizo. Asimismo, la apuesta por impuestos más bajos puede articularse recompensando la reducción de emisiones con tributos más bajos, incentivando aún más la innovación, la eficiencia y la sostenibilidad de la producción.

Estas propuestas buscan superar las políticas climáticas actuales, que a menudo son contraproducentes y restringen la libertad de empresa. En vez de subsidios, regulaciones, impuestos o decisiones políticas que eligen industrias «ganadoras» y convierten a otras en «perdedoras», se aboga por un enfoque de libre mercado que incentive la reducción de emisiones de forma más eficiente y equitativa. Este planteamiento no solo aborda la política climática de manera más inteligente, sino que también permite el desarrollo de un modelo económico volcado con el crecimiento, la innovación y la generación de riqueza en un contexto de libertad. Futuras investigaciones del Instituto Juan de Mariana ahondarán en esta propuesta.

Referencias

Agustina, L. (2017). *El ocaso del imperio del sol: Abengoa, punto y final a la burbuja energética*. Ediciones Península.

Calzada, G., Merino, R., Rallo, J. R. y García, J. I. (2010). Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources. *Procesos de Mercado: Revista Europea de Economía Política*, VII(1), pp. 13-70.

Castro-Rodríguez, F. y Miles, D. (2016). Evaluación de las políticas de promoción de las energías renovables en España. *Cuadernos de Información Económica*, 252, pp. 65-81.

Díaz, A., Marrero, G. y Puch, L. (2021). Eficiencia energética y emisiones de CO_2 en España. *Nada es Gratis*. Disponible en: https://nadaesgratis.es/luispuch/eficiencia-energetica-y-emisiones-de-co2-en-espana

Fabra, N. y Fabra, J. (2012). El déficit tarifario en el sector eléctrico español. *Papeles de Economía Española*, 134, pp. 88-100.

Mir-Artigues, P., Cerdá, E. y del Río, P. (2015). Analyzing the impact of cost-containment mechanisms on the profitability of solar PV plants in Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46, pp. 166-177.

Santaló, J. (2011). ¿Es la mejor política industrial aquella que no existe? El ejemplo de las energías renovables en España. *Nada es Gratis*. Disponible en: https://nadaesgratis.es/santalo/%C2%BFes-la-mejor-politica-industrial-aquella-que-no-existe-el-ejemplo-de-las-energias-renovables-en-espana

Sebastián, M. (2021). *La falsa bonanza: cómo hemos llegado hasta aquí y cómo intentar que no se repita* (3.ª ed.). Península.

Sevillano, J. (2023). Sistema eléctrico español: déficit de tarifa y primas. Disponible en: https://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm



juandemariana.org