

Anuario Fotovoltaico



	PAG
1. Introducción	6
1.1 Miguel Angel Martínez-Aroca. Presidente de Anpier	8
1.2 José Blanco, Miembro de la Comisión de Industria, Investigación y Energía de la UE	10
1.3 David Kramer, Head of Unit for Investment, Energy Charter Secretariat	12
1.4 María Luisa Castaño, Directora del Departamento de Energía del CIEMAT	14
1.5 Fernando Ferrando, Presidente de la Fundación Renovables.	16
1.7 José Luis García Ortega, Responsable Programa Cambio Climático de Greenpeace	18
1.8. Ramón Tamames, Catedrático de Estructura Económica	20
1.9. Javier García Brea, Ex Director IDAE	22
2. Análisis de la situación del Sector a nivel mundial	26
2.1 Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos internacionales	28
2.2 Derechos de emisión	30
2.3 Datos macroeconómicos. Potencia total instalada	34
2.4 Principales mercados fotovoltaicos internacionales	37
2.5 Perspectivas 2018	43
2.6 Evolución de los componentes de un sistema fotovoltaico	48

	PAG
3. Análisis de la situación del Sector a nivel europeo	54
3.1. Análisis situación del Sector a nivel europeo	56
3.2. Directivas europeas de apoyo a las renovables	58
3.3. Datos macroeconómicos. Potencia total instalada	66
4. Análisis de la situación del Sector a nivel estatal.	68
4.1. La regulación sectorial como factor clave en el desarrollo de la fotovoltaica	70
4.2. Análisis del sector eléctrico en España, desde el punto de vista técnico	91
4.3. Mercado eléctrico Español	101
4.4. Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección de energía al Sistema Eléctrico Nacional	106
4.5. Autoconsumo	117
5. ANPIER, comprometidos con la generación renovable y social	140

1

Introducción





Hacia una generación renovable y social

MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ-AROCA
Presidente de Anpier

Es una verdad científicamente admitida que las consecuencias del Cambio Climático ya son solo minimizables; pero no evitables. Está contrastado que el 70% de los gases que nos llevan a los peores escenarios provienen de la quema de combustibles fósiles. Es una realidad que las renovables son capaces de generar energía sin perjudicar el entorno y a un precio mucho más competitivo que cualquier otra fuente de generación, con la singularidad de que nuestro Estado no dispone de gas ni de petróleo en el subsuelo; pero sí de sol en superficie, con lo que tenemos una ventaja competitiva que tendría que ser irrenunciable.

En los últimos años, asistimos a un apasionante proceso de transformación en la forma de producir, distribuir y consumir energía. Cualquier error o retraso en el diseño de nuestro futuro modelo energético tendrá consecuencias nefastas, tanto para nuestra economía como para el bienestar de nuestra sociedad y el equilibrio medioambiental local y global. El alcance de los males de cometer errores en esta materia irá en consonancia con el tipo y la magnitud de las deficiencias en las que se incurra, puesto que, una vez iniciada una senda, será cada vez más costoso enmendar la trayectoria. Nuestros ojos verán una constante sucesión de proyectos renovables. Nada que objetar al respecto, salvo una cuestión de gran tras-

cendencia: ¿Quiénes serán los propietarios de esta riqueza? ¿Monopolizarán la propiedad de la generación unas cuantas empresas multinacionales en exclusiva o tendrán cabida pequeñas y medianas iniciativas? La respuesta estará en el Boletín Oficial del Estado, nuestro ordenamiento podrá disponer condiciones inaccesibles para los ciudadanos y PYMES o establecer condiciones que permitan socializar los ingresos que genera el sector energético.

Las derivadas de optar por uno u otro modelo son muy distintas, en el primero de los supuestos nos encontraremos con que los miles de millones de euros que pagamos todos los españoles a través de la factura de la luz quedarán en manos de unos cuantos CIF de colosos empresariales, que no dejan en el territorio más que algún patrocinio deportivo o cultural; con el segundo, la realidad sería bien distinta: cuanto más socializada esté la generación, más riqueza quedará en manos de ciudadanos, en manos de decenas de miles de DNI, que podrán participar de iniciativas empresariales de generación a pequeña escala, que aporten ingresos, y de instalaciones de autoconsumo, que aporten ahorro.

Si la sociedad se empobrece, el bienestar se reduce, el consumo y el empleo se deprimen y la recaudación por parte de las Administraciones se resiente, y con ellas los

servicios públicos y prestaciones sociales. Además, para mantener unos mínimos en política de vertebración territorial y asistencial sería preciso soportar una mayor presión fiscal. De esta manera, si los ingresos que realizamos cada mes para pagar la luz fueran a la sociedad de forma organizada, lograríamos un efecto positivo en nuestra economía local y, por ende, en la capacidad presupuestaria de políticas públicas; por el contrario, si lo que destinamos cada mes a energía se lo llevan cuatro empresas, tendremos que hacer un esfuerzo adicional en forma de mayores aportaciones al erario público.

Esta es la disyuntiva que ha de resolver el nuevo Gobierno, ha de fijar la clave de la propiedad de nuevo modelo de generación energética, que, sin duda, será renovable, pero no lleva camino de ser social si no se enmiendan la actual situación, porque aún estamos a tiempo de recuperar la soberanía energética.

Sin embargo, no se puede mirar al futuro sin resolver el tremendo error que se cometió en el pasado. Hay que restaurar la dignidad de las decenas de miles de familias fotovoltaicas que han dado solución al gran reto de producir energía barata y sin contaminar, puesto que han dado a la sociedad, con su esfuerzo, la llave para evitar la mayor catástrofe del Planeta y, sin embargo, se les ha

ultrajado atribuyéndoles todos los males del sistema eléctrico, para ocultar las causas verdaderas de los desajustes económicos del sistema energético español y evitar que el modelo social progrese. Por eso es un imprescindible devolverle a este colectivo la seguridad jurídica perdida.

Estamos persuadidos de muy pronto saldrá el sol para iluminar nuestra esperanza, un sol de justicia que restaure los derechos y la honorabilidad de las familias fotovoltaicas españolas, un sol radiante que podamos aprovechar, de una vez por todas, para producir nuestra energía sin dependencia del exterior, sin contaminar el entorno y sin que unos pocos, demasiado pocos, se lucren del esfuerzo de muchos, de decenas de millones de españoles.



Por el compromiso real europeo con la energía limpia

JOSÉ BLANCO

Miembro de la Comisión de Industria, Investigación y Energía de la UE

La Unión Europea se encuentra en un momento decisivo para pasar de las promesas a los hechos en la descarbonización de nuestra economía, adoptando propuestas legislativas sin demora y en consonancia con el Acuerdo de París, abanderando la lucha contra el cambio climático.

El Consejo Europeo se manifiesta en esta línea. Sin embargo, los hechos no se corresponden. Los mandatos aprobados el pasado diciembre por los Estados miembros en relación a las propuestas legislativas que deben habilitar los instrumentos para que la Unión Europea cumpla con los compromisos alcanzados en París son decepcionantes.

Tras la espantada de Donald Trump de los Acuerdos de París, Europa se comprometió a redoblar esfuerzos para lograr los objetivos allí alcanzados. Pero al pasar de los objetivos a los textos legales, la voluntad política del Consejo flaquea, siendo la resultante que discurso y acción avanzan en direcciones opuestas. La lucha contra el cambio climático no está para palabra huecas, sino para adoptar de una vez una acción decidida que le ponga freno.

La Unión Europea no puede definirse a sí misma como líder mundial en la adopción de políticas contra el cambio climático con posturas como la aprobada por el Consejo en materia de energías renovables. Si verdaderamente queremos honrar nuestros compromisos, es hora de que el Consejo se

comprometa a dar un paso al frente.

Eso es lo que ha pedido el Parlamento Europeo: más ambición en renovables. No por capricho, sino por necesidad.

Si Europa quiere ser lo que dice ser, Consejo, Comisión y Parlamento deben sin más dilación ponerse de acuerdo en una nueva directiva de energías renovables en línea con el mandato aprobado por abrumadora mayoría por el Parlamento Europeo.

Un mandato que apuesta por elevar del 27% al 35% el objetivo global de renovables para 2030, en línea con las más ambiciosas propuestas de la Agencia Internacional de las Energías Renovables para Europa.

Un mandato que refuerza la seguridad jurídica, prohibiendo la adopción de medidas retroactivas como las adoptadas en España, reforzando por tanto los incentivos a la inversión.

Un mandato que blindo el autoconsumo de energía renovable como un derecho, eliminando trabas administrativas y prohibiendo medidas como el impuesto al sol.

Un mandato que duplica el objetivo de penetración de renovables en un sector clave como el de la calefacción y refrigeración.

Un mandato que apuesta por la descarbonización del transporte, con objetivos

ambiciosos en materia de electrificación y biocombustibles avanzados, congelando la aportación de los biocombustibles de primera generación en los niveles alcanzados el año pasado.

Estas medidas en el ámbito de las renovables, junto con objetivos ambiciosos en materia de eficiencia energética, eficiencia de edificios o diseño de mercado, deben

allanar el camino de Europa para cumplir los compromisos climáticos de París.

Este es el momento de sentar las bases del cambio de paradigma energético sobre el que sustentar el combate contra el cambio climático. Este es el momento de comprometerse con el futuro de Europa y con el futuro del planeta.



Unlocking investment by the Energy Investment Risk Assessment

BY DAVID KRAMER*,
Head of Unit for Investment, Energy Charter Secretariat

In energy policy, a balance must be found between acting based on short-term trends on the one hand and long-term scenarios on the other. Typically, the most pressing long-term issues are fueling the world's increasing energy demand, transforming the energy system into a building block of the low-carbon global economy and, meanwhile, ensuring energy security. However, to achieve the energy-related objectives of the Paris Agreement and the UN's Sustainable Development Goals, the investment decisions of the coming decade are not only crucial, but also the hardest ones to make – as they imply a shift in the paradigm of traditional energy supply and demand.

Investment in the energy sector is taking place at a tremendous pace. But is it enough to keep up with long-term projections? The UN and the G20 emphasise the strong need for boosting investment in sustainable energy and clean energy technologies. The world will also still need substantial investments in conventional fuels, power generation and energy networks to utilise a broad energy mix and improve connectivity. The IEA points out that the current falling investment – caused by excess capacity and cost deflation – points to a risk of market tightness and undercapacity, that it is unclear whether business models in place are conducive to encourage adequate investment in flexible electricity assets, and that investment in low carbon technologies is stalling. So, even in countries where substantial investments are taking place, there might be a situation of underinvestment. As the transformation of the energy system and the build-up of greenfield

operations are not the same, the challenges for OECD and non-OECD countries are relatively different. Nevertheless, they are equal in their order of magnitude and their contribution to common objectives.

Uncertainty is a fact of life, as are risks. It is about how to mitigate and manage them. Typically in the energy industry companies, investors and the financial sector face long investment horizons. With high upfront capital costs, investment risks can be high. When determining a strategy for investment in energy governments and investors need to take into account a multitude of factors, like economic and price swings, trends on the financial market, political risks, natural constraints and geographical circumstances as well as the economic sustainability of the energy systems themselves that may also shackle decision-making.

As governments are responsible for establishing predictable and transparent regulatory frameworks while protecting societal interests, the better information they have, the more effective their policies can work out. The quality of policy formulation and implementation, and in turn the government's commitment to such policies, determine the legal and regulatory quality and, accordingly, the prevailing investment climate of a state, in particular in the energy sphere. The capacity of a government to effectively formulate and implement sound policies will therefore either inhibit or stimulate private sector development, including national and foreign investment. Though

economic and political analyses are abundant, there are fewer instruments available to assist governments individually in overcoming the investment gap, especially not for ensuring a resilient investment environment from policy, legal and regulatory perspective. Establishing and maintaining trust between governments and investors is critical to strengthening investor confidence. Therefore, the Energy Charter Secretariat develops the Energy Investment Risk Assessment Report or in short: EIRA.

EIRA offers a targeted and objective approach to the assessment of specific risks affecting energy investment, particularly those related to policy change, discrimination of investors and governments' breach of national and international obligations. By identifying strengths and areas for improvement in their respective policies, laws and regulations, the publication helps the participating governments to review and reform their frameworks. This, in turn, assists them to lower risk and create more stable, equitable and transparent investment conditions. It can also be expected that, by implementing the identified improvements, disputes can be prevented.

More than 30 countries from Europe, Middle-East, Africa and Asia are already participating in EIRA. As a recurring publication, the performance of the nations will be assessed periodically, which will enable tracking progress in the regulatory environment and reduction of the associated risks. The first public edition of EIRA is expected to be launched in the autumn of 2018. It is my wish that

EIRA will help to boost confidence between governments and investors, and that it facilitates sound investment decisions to meet our challenges to provide universal access to energy at affordable prices and to empower the global energy transition.

*Views expressed in this article reflect the opinion of the individual author and not those of the Energy Charter Secretariat.



Desbloqueo de la inversión mediante la Evaluación del Riesgo en inversiones de Energía

BY DAVID KRAMER*,
Jefe de la Unidad de Inversión, Secretaría de la Carta de la Energía

En materia de política energética es necesario encontrar un equilibrio entre el desempeño basado en las tendencias a corto plazo y los escenarios a largo plazo. Normalmente, las cuestiones más problemáticas a largo plazo son el abastecimiento de una demanda energética cada vez mayor, la transformación global de una economía baja en carbono, mientras que se mantiene la seguridad energética. Sin embargo, para alcanzar los objetivos en materia de energía del Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU, las decisiones de inversión de la próxima década no son sólo cruciales, sino también las más difíciles de hacer, ya que implican un cambio en el paradigma de suministro y demanda de energía.

La inversión en el sector de la energía se lleva a cabo a un ritmo acelerado. ¿Pero es suficiente para mantenerse al día con las proyecciones a largo plazo? La ONU y el G20 enfatizan la necesidad de impulsar la inversión en energía sostenible y en tecnologías "limpias". El mundo también necesitará inversiones sustanciales en combustibles convencionales, en generación de energía y en redes de distribución y transporte para utilizar un mix energético amplio y mejorar las conexiones. La AIE señala que la inversión decreciente actual - provocada por el exceso de capacidad y la deflación de los costes - apunta a un riesgo de estancamiento

y escasez de mercado, que no deja claro si los modelos comerciales vigentes son propicios para estimular la inversión adecuada en activos eléctricos flexibles, y que, además, la inversión en tecnologías bajas en carbono se está estancando. Así, incluso, en países donde se están realizando un gran número de inversiones, puede resultar un nivel de inversión insuficiente. Así como la transformación que se está produciendo en el sector energético no está al mismo nivel que el aumento de nuevas operaciones, los desafíos para los países de la OCDE son relativamente diferentes a los no pertenecientes a esta Organización. Sin embargo, son iguales en su orden de magnitud y su contribución a los objetivos comunes.

La incertidumbre es un hecho, como lo son los riesgos. Se trata de ver cómo mitigarlos y gestionarlos. Por lo general, en las empresas de la industria energética, los inversores y el sector financiero se enfrentan a largos horizontes de inversión. Con altos costes iniciales de capital, estos riesgos de inversión pueden ser altos. Al determinar una estrategia de inversión en energía, los gobiernos e inversores deben tener en cuenta multitud de factores, como los cambios económicos y de precios, las tendencias en el mercado financiero, los riesgos políticos, las limitaciones naturales y las circunstancias geográficas, así como la sostenibilidad económica de la energía. Sistemas, en sí mismos, que

también pueden obstaculizar la toma de decisiones. Los gobiernos son responsables de establecer marcos regulatorios previsibles y transparentes, y de velar por los intereses de la sociedad, por lo que; mientras mayor sea la información, más eficaces serán sus políticas. La calidad de la formulación e implementación de políticas, y a su vez el compromiso del gobierno con éstas, determina la calidad legal y regulatoria y, en consecuencia, el clima de inversión prevaleciente en un estado, en particular en el ámbito de la energía. La capacidad de un gobierno para formular e implementar políticas sólidas frenará o estimulará el desarrollo del sector privado, incluidas las inversiones nacionales y extranjeras. Aunque los análisis económicos y políticos son cuantiosos, hay menos instrumentos disponibles para ayudar particularmente a los gobiernos a superar la brecha de inversión, especialmente no para garantizar un ambiente de inversión sólido desde la perspectiva política, legal y regulatoria. Establecer y mantener la confianza entre los gobiernos y los inversores es fundamental para fortalecer la confianza en la inversión. Por lo tanto, la Secretaría de la Carta de la Energía desarrolla el Informe de Evaluación de Riesgo de Inversión Energética o EIRA.

EIRA ofrece un enfoque objetivo y específico para la evaluación de riesgos concretos que afectan la inversión en energía, en

particular los relacionados con el cambio de política, la distinción de los inversores y el incumplimiento por parte de los gobiernos de las obligaciones nacionales e internacionales. Al identificar fortalezas y áreas de mejora en sus respectivas políticas, leyes y regulaciones, la publicación ayuda a los gobiernos participantes a revisar y reformar sus marcos. Esto, a su vez, los ayuda a reducir el riesgo y crear condiciones de inversión más estables, equitativas y transparentes. También se puede esperar que, al implementar las mejoras identificadas, se puedan prevenir disputas o litigios.

Más de 30 países de Europa, Oriente Medio, África y Asia ya están participando en EIRA. Como una publicación constante, el desempeño de las naciones se evaluará periódicamente, lo que permitirá el seguimiento del progreso en el entorno regulatorio y la reducción de los riesgos asociados. Se espera que la primera edición pública de EIRA se lance en otoño de 2018. Deseo que EIRA ayude a mejorar la confianza entre gobiernos e inversores, y que facilite decisiones de inversión sólidas para cumplir con nuestros desafíos de suministrar acceso universal a la energía a precios asequibles y para potenciar la transición energética mundial.

*Las opiniones expresadas en este artículo reflejan la opinión del autor individual y no las de la Secretaría de la Carta de la Energía.

Traducción al español del texto de David Kramer



El reto de la energía solar fotovoltaica en la transición energética

MARÍA LUISA CASTAÑO
Directora del Departamento de Energía del CIEMAT

El paquete legislativo lanzado por la Comisión Europea (CE) en noviembre de 2016: “Energía limpia para todos los europeos”, persigue la reducción de al menos un 40% las emisiones contaminantes respecto a 1990, elevar la cuota de renovables por encima del 27% para el año 2030 y la mejora en un 30% de la eficiencia energética. Además, existe el objetivo en 2050 de una reducción de las emisiones de la EU en un 80% y un 95% con respecto a las emisiones del 1990. Una de las obligaciones que establece esta propuesta es que los Estados Miembros deben realizar “Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima” para el periodo 2021 a 2030 y enmarcarlos en su legislación nacional, además de otras actuaciones de gobernanza, como son la no retroactividad de las regulaciones energéticas y la eliminación de las barreras al desarrollo del autoconsumo.

A nivel mundial, la capacidad total de energía renovable (sin incluir la energía hidroeléctrica) creció desde 2000 hasta el inicio de 2017, de 85 a más de 900 gigavatios (GW). Durante este mismo período, la capacidad de energía solar fotovoltaica experimentó un crecimiento sostenido de alrededor de un 30% anual, alcanzándose una capacidad global instalada de más de 300 GW. La energía solar fotovoltaica, que ya ha entrado en competencia con las fuentes convencionales de generación de electricidad, es uno de los pilares fundamentales en la transición energética hacia

una des carbonización de la economía.

El mercado fotovoltaico ha demostrado que tiene aún margen para continuar reduciendo los costes y aumentar la eficiencia de los sistemas. De hecho, la economía de mercado ha impulsado la drástica reducción de hasta el 80% de los costes de los módulos FV a lo largo de la última década. Además, las mejoras tecnológicas actuales impulsarán adicionales reducciones costes en el futuro.

En España el sector fotovoltaico encara el futuro con un moderado grado de optimismo. El pasado año ha estado marcado por la celebración de nuevas subastas que han reportado la adjudicación de 3.9 GW fotovoltaicos, que se añadirán a los 4.7 GW ya acumulados. También se ha iniciado la construcción y puesta en marcha de grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red a precio de mercado que rompe la tendencia de la inactividad de los duros años anteriores.

El autoconsumo, a pesar de las barreras administrativas y económicas previstas por el vigente marco regulatorio, muestra un claro crecimiento como alternativa sostenible a la generación convencional y refuerza el papel activo del consumidor en la gestión de la demanda como propugna la Unión Europea. Cabe destacar el papel fundamental de las tecnologías de almacenamiento en la gestión de la demanda y en el incremento

de la penetración en el sistema eléctrico de la energía solar fotovoltaica.

El CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) es un Organismo Público de Investigación focalizado principalmente en los ámbitos de la energía y el medio ambiente, que trabaja al servicio de la industria y la tecnología. Sus actividades en energía solar fotovoltaica se centran en la investigación de la tecnología de producción de electricidad con energía solar para contribuir por un lado a la reducción de costes y por otro al aumento del rendimiento y la fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos (FV). Para ello, las líneas de trabajo cubren prácticamente toda la cadena de valor de la tecnología fotovoltaica, desde el desarrollo de materiales para células, nuevos conceptos y desarrollos de módulos FV para integración hasta la predicción de la vida útil de los módulos FV y la mejora de la fiabilidad de las plantas fotovoltaicas.



La verdadera revolución fotovoltaica

FERNANDO FERRANDO
Presidente de la Fundación Renovables

Si comparo lo que me costó, en \$/Wp, la primera instalación fotovoltaica que hice en 1978 y lo que me costaría ahora, podríamos comprobar como en 40 años se ha reducido en 200 veces el precio de los paneles fotovoltaicos, valor que sobrepasaría las 1000 veces si incluyera la evolución del poder adquisitivo real de la moneda en el intervalo considerado.

La reducción de precio de los paneles fotovoltaicos ha supuesto una verdadera revolución, aunque esta solamente haya sido de carácter industrial. Además, la tecnología no ha cambiado, ya que los paneles siguen siendo de silicio monocristalino. Esta revolución ha servido para que la electricidad generada con fotovoltaica sea más barata que la generada con cualquier otra fuente tanto de origen fósil como renovable.

La competitividad de la generación de electricidad fotovoltaica con respecto a otras alternativas no solo la podemos comprobar en las diferentes subastas que se han ido produciendo en distintos países del mundo, sino que además ha supuesto que tecnologías como la eólica hayan tenido que reducir sus costes de producción para ser competitivas. Es decir, el efecto arrastre de la fotovoltaica ha sido el verdadero motor de competitividad de las energías renovables.

Si la reducción de costes de generación ha sido importante, la verdadera revolución de

la fotovoltaica ha sido abrir la posibilidad de cambiar el papel del ciudadano, que desde un punto de vista de consumidor pasivo se ha convertido en un agente activo capaz no solo de generar su propia energía eléctrica, sino también de intercambiar o vender sus excedentes a otros consumidores, allí donde la regulación lo permite. Por desgracia, esta gran revolución no se puede llevar a cabo en España en términos de igualdad a raíz del restrictivo RD900/2015.

Que el consumidor pase a ser productor encierra en sí mismo la posibilidad de introducir en la cobertura de nuestras necesidades energéticas un elemento de corresponsabilidad, al considerar a la energía como algo propio y gestionable.

La realidad de la tecnología fotovoltaica define un mañana en el que la energía no va a ser unidireccional, sino que va a estar caracterizada porque el ciudadano, como reconoce el Parlamento Europeo, tenga entre sus derechos innatos la posibilidad de comprar, generar, almacenar y vender energía eléctrica. Este reconocimiento también afecta al sector energético tradicional, ya que si quiere sobrevivir se convertirá en lo que hace mucho dejo de ser: una empresa de servicios.

La evolución tecnológica, tanto en la generación de electricidad en su almacenamiento como en su gestión por el desarrollo de las tecnologías de información y comunica-

ción, está permitiendo cambiar un modelo energético que ha puesto más el acento en su componente económica que en la de suministro de un bien básico y de primera necesidad.

La verdadera revolución de la energía solar fotovoltaica no solo ha consistido en el cierre de las centrales contaminantes por su menor coste de generación, sino sobre todo abrimos la posibilidad de ser los dueños de nuestras decisiones energéticas y poder recuperar la dignidad que como consumidor hace mucho tiempo que perdimos.



Dejemos que las personas transformen la energía

JOSÉ LUIS GARCÍA ORTEGA
Responsable Programa Cambio Climático de Greenpeace.

El clima está cambiando rápidamente, producto de la actividad humana y en especial por el uso masivo de combustibles fósiles como fuente de energía. 2017 volvió a superar todos los récords: las emisiones de gases invernadero fueron mayores que nunca, la concentración de esos gases en la atmósfera está al nivel más alto jamás registrado y la temperatura media mundial fue la mayor de un año no afectado por el fenómeno de El Niño.

El mundo está reaccionando a la alerta, aunque aún no todo lo rápido que debería para poner freno a un calentamiento catastrófico. La buena noticia es que las soluciones están en nuestra mano: la posibilidad de un abastecimiento basado al 100% en energías renovables ya se reconoce como un hecho indiscutible y el debate gira en torno a la velocidad del cambio y al papel que cada tecnología ha de jugar en la transición, o dicho de otra forma, cuál es el calendario de sustitución de las viejas fuentes de energía sucia (combustibles fósiles y nuclear) por renovables.

En esa transformación han de jugar un papel fundamental las personas, porque si la dejamos en manos de las grandes empresas o de gobiernos como el español nos arriesgamos a que el cambio sea demasiado lento o, lo que es peor, se quede estancado. ¿Pero es posible que sea la ciudadanía la protagonista del cambio de modelo energético?

Los hechos prueban que sí. Tecnologías de generación renovable como la fotovoltaica, almacenamiento en baterías eficientes, redes inteligentes para intercambio de energía e información, todo ese existe y permitirá que millones de personas en Europa puedan convertirse en actores de una nueva revolución energética. Un informe realizado por CE Delft, encargado por Greenpeace, mostró que más de 112 millones de personas tendrían capacidad para participar activamente en el sector eléctrico y satisfacer el 19% de la demanda eléctrica de Europa en 2030. En 2050, más de 264 millones de europeos (la mitad de la ciudadanía de la UE) podría producir tanto como el 45 % de la demanda eléctrica de Europa. Lo que necesitamos es que nuestros gobiernos reconozcan esta oportunidad que está al alcance.

Además, la gente quiere hacerlo. Greenpeace ha demostrado con el informe "Energía colaborativa: el poder de la ciudadanía de crear, compartir y gestionar renovables" que la ciudadanía tiene interés y está dispuesta a involucrarse de forma más activa en transformar la electricidad en España. El estudio muestra cuáles serían las motivaciones que empujarían a estas personas, así como algunos casos internacionales en los que esto ya está ocurriendo de forma especialmente innovadora. En Alemania, cerca de la mitad de la energía renovable está en manos ciudadanas (particulares, cooperativas, pequeñas empresas, ayuntamientos...) no de grandes corporaciones. Cada vez hay más ejemplos

de iniciativas por todo el mundo en que las personas se organizan para producir su propia energía, almacenarla, venderla o intercambiarla entre iguales o través de comunidades. Es necesario que esos ejemplos se conozcan y apoyen.

El propio paquete de medidas de "Energía limpia para todos los europeos" propuesto por la Comisión Europea, que se ha estado debatiendo durante todo 2017 y se espera aprobar en 2018, está centrado en facilitar la participación ciudadana en el sistema energético y en eliminar las barreras que impiden dicha participación. Con la aprobación de ese paquete, aberraciones como el impuesto al sol "marca España" serán imposibles.

La prometida ley de cambio climático y transición energética debe ser el marco legal para esa transformación a un sistema energético eficiente, inteligente, 100% renovable y en manos de las personas. Esperemos que todas las fuerzas sociales, políticas y económicas empujen en esa dirección.



Fotovoltaica para seguir en la tierra

RAMÓN TAMAMES

Catedrático de Estructura Económica.

En el objetivo de ampliar la producción energética de renovables, hay argumentos muy sólidos, así como objetivos claramente determinados. Pues como dice el célebre columnista de Financial Times Martin Wolf: estamos ante una contundente revolución tecnológica, de las alternativas. Hasta el punto de que en los próximos tiempos, con las ganancias en eficiencia energética en las renovables, podría resultar que ya no serían necesarios más incentivos para recortar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Una tesis que sostiene con toda clase de argumentaciones Bill Gates, para quien la economía va a ser decisoria del cambio de modelo energético de combustible fósil (carbón, petróleo y gas) a las renovables.

Wolf prevé que el PIB global del planeta crecerá un 115 por 100 para 2035 (con algo más del 4,00 por 100 anual acumulativo), en tanto que el consumo de energía sólo aumentará un 37 por 100 (1,40 por 100 anual). Tan importante diferencia de ritmo de expansión, se deberá, precisamente, a la eficiencia y al ahorro de energía.

Además, los costes de las renovables continúan reduciéndose drásticamente. Así, desde 2009 (COP-15 de Copenhague), en la fotovoltaica la disminución fue un 80 por 100. Y en eólica en tierra han caído un 25 por 100 en ese mismo lapso. Y dado que la energía representa la parte del león de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, cualquier reducción de costes

en las energías alternativas es una buena noticia, al tiempo que nadie puede negar que se trata de generaciones mucho más limpias, mejores para la salud humana, y desde luego para la calidad de vida en general.

En el sentido apuntado, la fotovoltaica supone una de las mejores tecnologías a la hora de afrontar los problemas del planeta. Y además, resulta más democrática, puesto que es mucho más accesible al ciudadano que cualquier otra forma de generación eléctrica. Cabe dejar de ser un mero consumidor para pasar también a productor, y conectar con las redes de transporte y distribución.

Del sol, se ha dicho, en un solo día nos llega radiación electromagnética más que suficiente para satisfacer las necesidades de todo un año. Tradicionalmente, el sol ayuda a secar la ropa después de lavada, cocer ladrillos y muros de adobe, y alimentar las cosechas y el resto de la corteza vegetal. Es una fuente de generación inagotable y permanente.

Y como colofón de todo ello, recordemos a Stephen Hawking, en una de sus muchas premoniciones. Cuando dijo que en 600 años más, la Tierra será una bola de fuego, por nuestros abusos en el calentamiento global y el cambio climático. Y propuso que nos marcháramos a otro planeta más adecuado. Debió ser una broma del ima-

ginativo científico, porque más fácil que todo eso, si tenemos tiempo suficiente, las energías renovables permitirán frenar el daño que hasta ahora ha tenido nuestro planeta Gaia. Es una cuestión de comprobar las evidencias, de cómo los hielos polares y de los glaciares, están en un proceso de fuerte contracción, de cómo las aguas oceánicas se calientan y suben amenazando a las zonas ribereñas. Como se corrobora, también, por las partes por millón de CO₂ en la atmósfera, y en la acumulación en el cristal gaseoso que rodea la Tierra, y que en gran parte es ya antropogénico.



La solar fotovoltaica domina el planeta.

POR JAVIER GARCÍA BREVA
Ex Director IDAE

El año 2017 ha confirmado el dominio de la energía fotovoltaica en el planeta. Con los 98 GW instalados ese año acumula más de 400 GW, superando los 393 GW nucleares en el mundo. La fotovoltaica es la primera inversión energética; con más de 160.000 millones de dólares representó el 57% de la inversión renovable y el 47% de toda la nueva generación.

La fotovoltaica será la fuente de energía que más crecerá en los próximos cinco años gracias al desarrollo de la generación distribuida en los hogares, la agricultura, la industria, las microrredes y el vehículo eléctrico. En 2022 habrá 900 GW fotovoltaicos a precios más competitivos que los combustibles fósiles y la energía nuclear. La aceptación creciente del autoconsumo entre los propietarios de viviendas y edificios reducirá la necesidad de plantas térmicas de gas y carbón.

Las razones de este crecimiento son el descenso de costes, que en los últimos siete años han caído un 77%, y la más rápida maduración de las baterías de almacenamiento, que han visto cómo sus precios disminuían un 80% desde 2010. La combinación de fotovoltaica con almacenamiento hace viable la generación distribuida y su desarrollo a escala de red con autoconsumo compartido, microrredes y plantas de generación virtuales. Según el IRENA, el autoconsumo fotovoltaico ya abastece a 115 millones de personas en el mundo.

La complementariedad de la fotovoltaica con las baterías de almacenamiento y los puntos de recarga para el vehículo eléctrico en los mismos centros de consumo es vital para el futuro de la energía solar; desplazará las instalaciones a gran escala por las pequeñas instalaciones distribuidas que en cinco años suministrarán electricidad continua a paridad de red. La energía solar, por su flexibilidad, no es solo una fuente de generación sino un instrumento de estabilidad de la red eléctrica y de gestión de la demanda.

En EE.UU. los 53 GW fotovoltaicos actuales se van a multiplicar gracias al apoyo de las ciudades a la energía solar en los edificios y viviendas. Numerosos Estados están desarrollando sistemas de almacenamiento con energía solar y microrredes para gestionar la demanda, sustituyendo al gas, con un potencial de crecimiento de 50 GW en las próximas décadas. Después de analizar 60 millones de viviendas Google concluyó que el autoconsumo fotovoltaico es rentable en cuatro de cada cinco edificios.

En CHINA el 80% de la fotovoltaica instalada en 2018 fue distribuida. En 2017 acumuló 26 GW de solar distribuida, de un total de 130 GW. Los proyectos de generación distribuida son gestionados directamente por los gobiernos locales.

SUECIA y ALEMANIA están desarrollando proyectos de almacenamiento fotovoltaico

para producir hidrógeno para recarga de vehículos que harán caer los precios del hidrógeno por debajo de los del gas.

La nueva directiva europea de renovables propone el derecho de cada ciudadano a generar, almacenar, usar y vender su propia energía renovable. La fotovoltaica es el instrumento para abrir la competencia a millones de consumidores.

Y esa es la mejor definición de la transición energética.

2

Análisis de la
situación del
Sector a nivel
mundial



2.1. CAMBIO CLIMÁTICO Y ACUERDOS INTERNACIONALES

En la actualidad existe consenso científico en la idea de que nuestro modo de producción y consumo energético está generando una alteración climática global, que provocará, a su vez, serios impactos tanto sobre la tierra como sobre los sistemas socioeconómicos. Las consecuencias de este cambio climático ya afectan a millones de personas cada año. En promedio, la temperatura ha aumentado aproximadamente 0,6°C en el siglo XX. El nivel del mar ha crecido de 10 a 12 centímetros, y el deshielo de las masas glaciares son alarmantes. Los impactos económicos y sociales serán cada vez más graves; sequías, enfermedades, fenómenos meteorológicos, acceso al agua potable, producción alimentaria, etc.

Por el denominado "Principio de Precaución" al que hace referencia el Artículo 3 de la Convención Marco sobre Cambio Climático las políticas a nivel mundial se están orientando hacia un desarrollo más sostenible con el Planeta. Pero no sólo los gobiernos, sino que empresas, comunidades y ciudadanos a nivel global están liderando esta lucha contra el cambio climático.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es el principal acuerdo internacional sobre acción por el clima. Fue uno de los tres convenios adoptados en la Cumbre de la Tierra celebrada en Río en 1992. Hasta la fecha

ha sido ratificada por 195 países. Se inició como medio de colaboración de los países para limitar el aumento de la temperatura mundial y el cambio climático y hacer frente a sus consecuencias.

A mediados de los años 90, los firmantes de la CMNUCC se dieron cuenta de que hacían falta normas más estrictas para reducir las emisiones. En 1997, aprobaron el Protocolo de Kioto, que introducía objetivos jurídicamente vinculantes de reducción de emisiones para los países desarrollados.

Varios acuerdos se han alcanzado desde entonces, con mayor o menor éxito. El último, el Acuerdo de París, en la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21). La COP21 terminó con la adopción del Acuerdo de París que establece el marco global de lucha contra el cambio climático a partir de 2020. Se trata de un acuerdo histórico de lucha contra el cambio climático, que promueve una transición hacia una economía baja en emisiones y resiliente al cambio climático. Es un texto que refleja y tiene en cuenta las diferentes realidades de los países, es justo, ambicioso, duradero, equilibrado y jurídicamente vinculante.

Entre los principales resultados de la COP 21 se encuentran:

- Evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y busca, además, promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C.
- Reconoce la necesidad de que las emisiones globales toquen techo lo antes posible, asumiendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en desarrollo. Además, incluye la importancia de conseguir una senda de reducción de emisiones a medio y largo plazo, coherente con un escenario de neutralidad de carbono en la segunda mitad de siglo, es decir, un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de gases de efecto invernadero.
- Compromete a todos los países a que, cada cinco años, comuniquen y mantengan sus objetivos de reducción de emisiones, así como la puesta en marcha de políticas y medidas nacionales para alcanzar dichos objetivos.
- Incluye un ciclo de revisión o sistema de ambición que establece que, cada cinco años (empezando en 2023), es necesario hacer un balance del estado de la implementación del Acuerdo respecto al objetivo de los 2°C citado en el primer párrafo.
- Pone en valor la importancia de adaptarse a los efectos adversos del cambio climático, estableciendo un objetivo global de aumento de la capacidad de adaptación y reducción

de la vulnerabilidad, en un contexto en el que todos los países se están enfrentando a los impactos derivados del cambio climático. La adaptación debe definirse a nivel de país, de forma transparente y valorando cuestiones transversales. Los países han de participar en los procesos de planificación, así como presentar y actualizar periódicamente comunicaciones sobre adaptación.

- Sienta las bases para una transformación hacia modelos de desarrollo bajos en emisiones. Para ello, se cuenta con un importante paquete financiero que ayudará a la implementación del Acuerdo y que deberá construirse sobre la base del objetivo, para los países desarrollados, de movilización de 100.000 millones de dólares anuales, a partir de 2020, a través de distintas fuentes. Este objetivo se revisará al alza antes de 2025.

En resumen, el calentamiento global debe limitarse a menos de 2 °C con respecto a la temperatura media de la época preindustrial para evitar los efectos más graves del cambio climático y posibles cambios catastróficos en el entorno global y para conseguirlo, el mundo debe detener el aumento de las emisiones de efecto invernadero antes de 2020 y reducirlas un 60% antes de 2050 con respecto a las de 2010.

2.2.

DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

El comercio de derechos de emisión es un instrumento medioambiental desarrollado para contribuir a la reducción de emisiones de gases a la atmósfera por parte de los sectores productivos más contaminantes.

Un derecho de emisión es un crédito por el cual se permite, a una instalación afectada por este régimen, emitir una determinada cantidad de gases a la atmósfera. Este derecho es transferible y, por tanto, susceptible de ser comprado y vendido.

En 2005 la Unión Europea, como consecuencia de la aplicación de la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de

emisión de gases de efecto invernadero de la Comunidad, puso en marcha el primer y mayor Régimen Internacional de Comercio de Derechos de Emisión del mundo, representando más de tres cuartas partes del comercio internacional de carbono.

En dicha directiva se establece un primer período reducido de 3 años, del 2005 al 2007, pensado como una fase piloto de aprendizaje activo para prepararse para la Fase 2 (2008-2012), en la cual los derechos de emisión europeos tendrían que funcionar ya de manera efectiva para ayudar al cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto.

● FASES DEL RÉGIMEN EUROPEO DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN



Fuente: European Commission

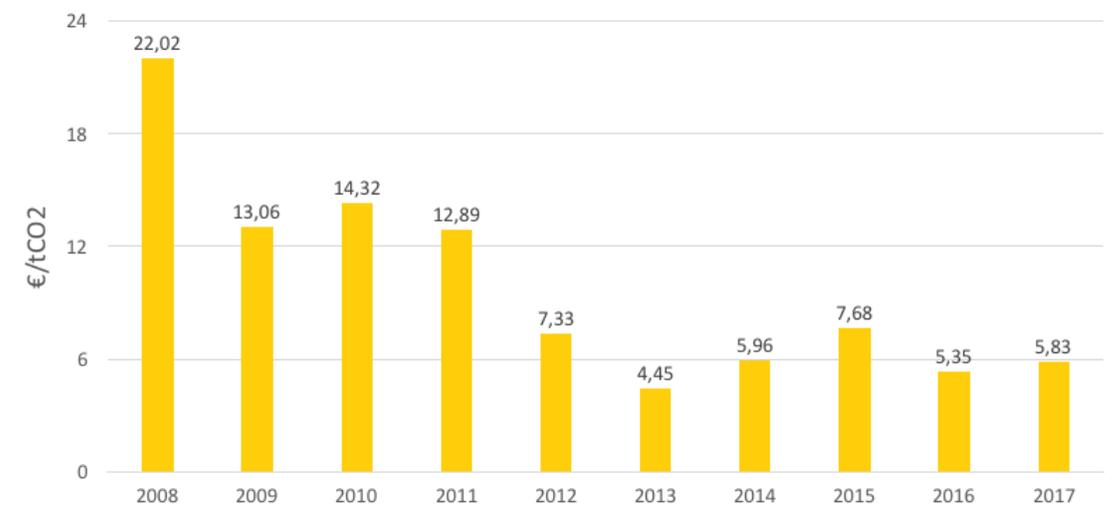
La tercera fase, en la que nos encontramos actualmente, abarca del 2013 al 2020 e introduce cambios significativos en cuanto al límite de emisiones -homogeneizándolo para toda la Unión Europea-, al método de asignación de derechos -instaurando la subasta como método preponderante-, y los sectores y los gases en los que es de aplicación este mercado.

En cuanto a la evolución de los precios, en el período inicial, debido a la falta de emisiones históricas verificadas, se produjo una

sobre asignación de Derechos de Emisión Europeos (European Union Allowances, EUA). Esto ocasionó una brusca caída del precio de los derechos en 2006 tras la publicación de las emisiones verificadas correspondientes a 2005, llegándose a situar en 1€/t, muy lejos de los casi 30€/t que se alcanzaron en 2005.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución media de los precios de cotización desde el final de este primer período hasta la actualidad:

● EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂: 2008-2017



Fuente: Sendeco2

Al inicio de la segunda fase, las asignaciones por parte de la Comisión Europea a los Estados Miembros fueron más restrictivas que en el período inicial, reduciéndose el volumen de los derechos de emisión y elevando el precio de CO₂ hasta 22€/t.

Sin embargo, la crisis financiera, con la consecuente reducción de la actividad económica e industrial de los sectores del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS) generaron una asignación sobrante, provocando una caída de los precios en este periodo. Esta caída es muy notable en el año 2009, en el que el Índice de Producción Industrial (IPI) de los países incluidos en el EU ETS se situó más de un 15% por debajo del nivel de enero de 2008.

A lo largo del año 2012, se produjo una variabilidad de los precios, mostrando tendencias alcistas en momentos puntuales motivadas por el anuncio de una propuesta de la Comisión Europea para intervenir en la oferta. Sin embargo, el aplazamiento de la retirada de derechos del mercado hasta finales del año 2013, junto con la incertidumbre sobre la continuidad del Protocolo de Kioto y sobre los cambios en la normativa aplicable en la tercera fase, ocasionaron otra marcada reducción de los precios a finales del 2012.

Al inicio de la Fase 3, se incorporaron, como ya se ha mencionado, una serie de reformas importantes que, sin embargo, no lograron acrecentar los precios, manteniéndose a lo largo del 2013 en la banda de 3-5 €/t. Ante esta situación, el Parlamento Europeo aprobó a final de ese año la retirada temporal de 900 toneladas de CO₂ del mercado entre 2013 y 2015, elevando de

manera ligera el precio de los derechos de emisión.

En 2016, pese a los objetivos de reducción de la cumbre de París, el precio volvió a disminuir influenciado principalmente por tres sucesos: (i) el abaratamiento del precio del gas natural, lo que provocó una menor demanda de derechos de emisión por parte de las empresas de generación eléctrica; (ii) la caída del precio de electricidad en Alemania, que conllevó a que las eléctricas recompraran la electricidad que habían vendido en forma de futuros y que vendieran los EUA previamente comprados; y (iii) los temores de una recesión global a raíz de la desaceleración de la economía China y de los países emergentes que implicó un menor volumen de compras.

A mediados de 2017, asumiendo que los precios siguen demasiado bajos como para que se puedan considerar un incentivo para la descarbonización, el Parlamento Europeo y el Consejo alcanzaron un acuerdo provisional para revisar el sistema de comercio de derechos de emisión de la UE para el período posterior a 2020.

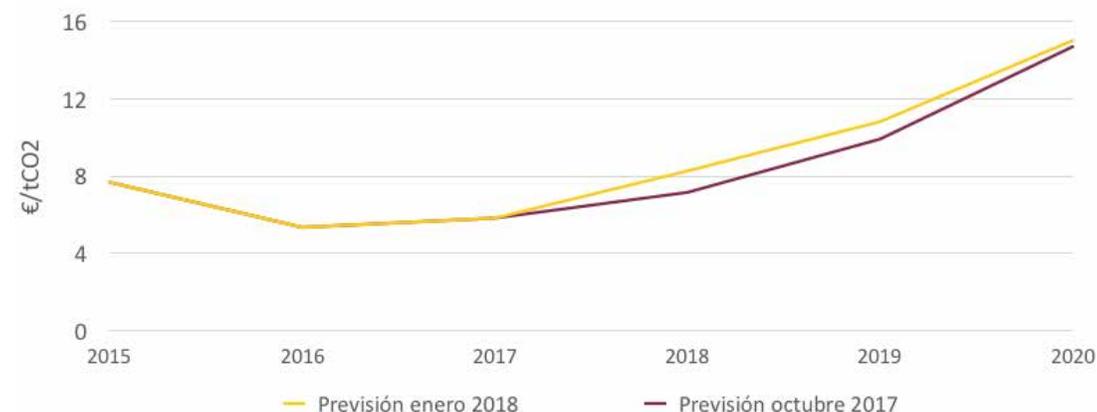
Esta revisión reforzará el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) mediante (i) la reducción lineal del límite del volumen total de emisiones en un 2,2% anual, (ii) la duplicación del número de derechos colocados en la reserva de estabilidad del mercado de manera temporal (hasta el final del 2023), (iii) la puesta en operación de un nuevo mecanismo para limitar la validez de los derechos de emisión de la reserva de estabilidad del mercado por encima de un nivel determinado y (iv) la revisión periódica

de las disposiciones de la nueva Directiva. Asimismo, la revisión de las nuevas disposiciones se centrará en especial de aquellas normas enfocadas a la protección de la industria ante el riesgo de fugas de carbono.¹ Además, con el objetivo de hacer frente a los retos de innovación e inversión que suponen la transición hacia una economía hipocarbónica, se renovará el actual fondo de innovación y se financiará un fondo de modernización para aquellos Estados Miembros cuyo PIB per cápita sea inferior al 60% de la media de la UE.

Con todo ello se pretende avanzar en el cumplimiento del compromiso adquirido en el Acuerdo de París de disminuir en un 43% las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero para 2030.

A comienzos de 2018, tras el acuerdo europeo para la revisión del mercado de derechos anteriormente citado, los expertos mejoraban sus previsiones en un 15,5% para 2018 y un 9% para 2019, respecto a los pronósticos de finales de 2017. Según estas predicciones, el precio medio de la tonelada de CO₂ se situaría en 8,27 €/t en 2018 y en 10,82 €/t en 2019, alcanzando en 2020 los 15,02 €/t.m. Por su parte, las previsiones a 2030 dan continuidad a esta tendencia alcista de los precios, superando el precio medio anual los 50 €/t en el escenario más optimista y rozando los 40€/t en el escenario conservador. En ambos casos el exceso de derechos del que disponemos actualmente se volvería cada vez más deficitario a lo largo de la cuarta fase (2021-2030).

● PREVISIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂A 2020



Fuente: Reuters

1. Fuente de las reformas: Consejo Europeo

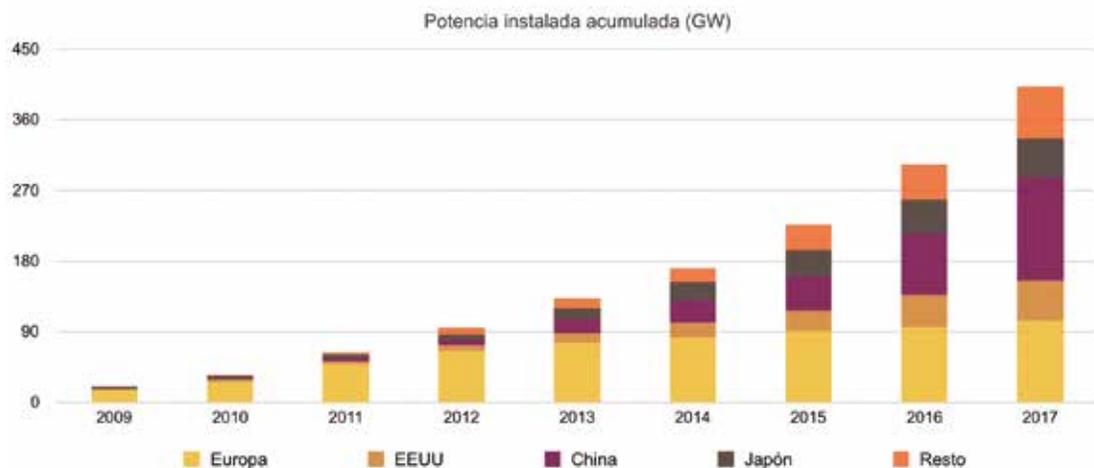
2.3.

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA TOTAL INSTALADA

La energía fotovoltaica se encuentra en su momento de mayor crecimiento a nivel mundial, potenciado principalmente por el desarrollo, en los últimos años, de esta tecnología en algunos países de Asia, como China, India o Japón. Este último año se ha superado la barrera de los 400 GW acumulados, mientras que el año anterior ya fue un hito memorable el que se alcanzaran los 300 GW. En este sentido, es claro que la fotovoltaica se ha consolidado como un sector maduro y altamente atractivo para todo tipo

de empresas y fondos de inversión.

En lo que respecta a la potencia total instalada, cabe destacar que entre China, Estados Unidos, Japón y Alemania, esto es, los cuatro países con mayor potencia instalada en el mundo, cubren casi el 70% de la potencia instalada total. China, es el primer país del mundo en términos de potencia instalada, con 131 GW, con más del doble de potencia instalada que el segundo, Estados Unidos, con 51 MW.



Evolución de la potencia FV agregada en el mundo. elaboración propia a partir de datos de IEA

La distribución de la potencia mundial acumulada a lo largo del globo se presenta de manera desigual en los 5 continentes. Europa destaca por la cantidad de pequeños y medianos mercados repartidos por todo su

territorio, que conviven, como se ha visto, con algunas de las grandes potencias, lo que la sitúa en su conjunto como una gran área fotovoltaica.

2017		
Países	Acumulada (GW)	Acumulada (%)
Rep. Popular China	131,00	33%
Estados Unidos	51,00	13%
Japón	49,00	12%
Alemania	42,00	10%
Italia	19,70	5%
India	18,30	5%
Reino Unido	12,70	3%
Francia	8,00	2%
Australia	7,20	2%
España	4,70	1%
Resto del mundo	58,00	14%
Total mundial	402,5	100%

Potencia acumulada en los principales países del mundo

Asimismo, el continente asiático dispone de mercado en otros países más allá de las grandes potencias, como es el caso de Corea del Sur (5,6 GW), Tailandia (2,7 GW), y de manera más incipiente en Pakistán (1,8 GW), Taiwán (1,8 GW) o Filipinas (1,4 GW).

En el caso de América, la potencia se distribuye de manera muy desigual, concentrándose en el norte del continente, mientras que el sur esta tecnología es todavía inexistente o incipiente en la mayoría de países,

destacando Chile (1,8 GW) como país pionero.

La tecnología fotovoltaica se encuentra también en una fase naciente en algunos países de Oriente Medio, como Israel (1,1 GW), que comienza a incorporarse al mercado fotovoltaico, y en fase más madura en Turquía, que ya acumula 3,4 GW. Por su parte, en el continente africano se va asentando el mercado sudafricano (1,8 GW) y en Oceanía destaca Australia con sus más de 5,5 GW.



2.4. PRINCIPALES MERCADOS FOTOVOLTAICOS INTERNACIONALES

A lo largo de los últimos años, el mercado de las energías renovables se ha consolidado como un mercado energético fuerte, y creciente en todas sus vertientes a nivel mundial. Existen innumerables razones que hacen incontenible la expansión que está sufriendo. Entre ellas, destacan los compromisos existentes en materia de reducción de emisiones de carbono, y el deseo de los países de disminuir su dependencia energética en combustibles fósiles.

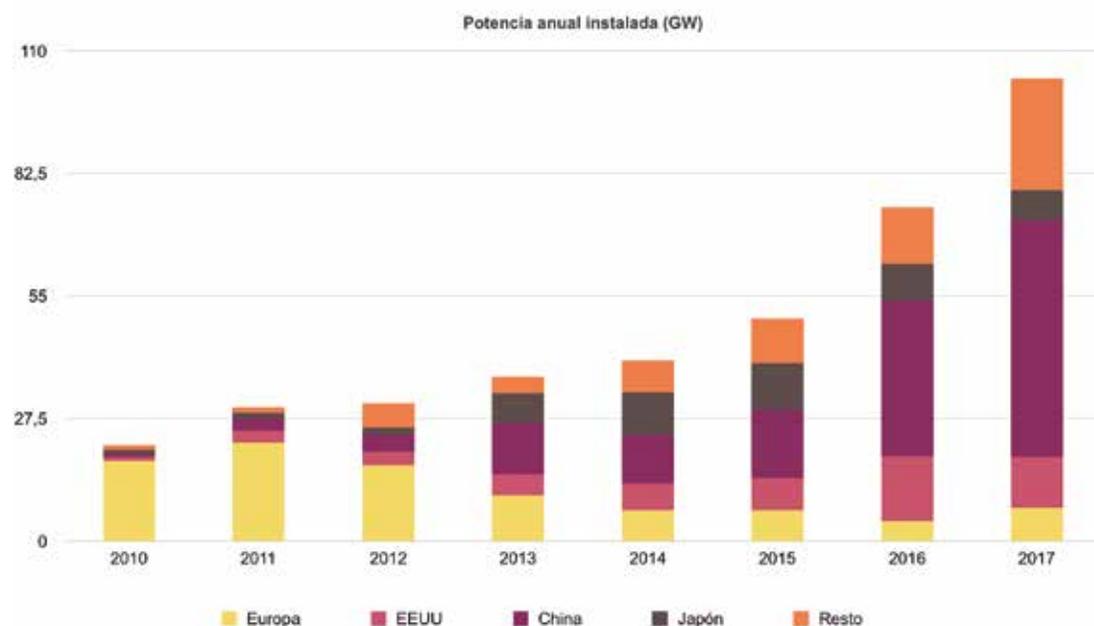
Aunque en España, la moratoria renovable y la inseguridad jurídica derivada de los ajustes retroactivos penalizaron en desarrollo del sector hasta el pasado 2017, el ritmo de crecimiento de la energía fotovoltaica a nivel mundial no ha seguido el mismo camino. En los últimos años la incorporación de este tipo de tecnología en los mercados energéticos está siendo imparable: **durante el año 2016 la potencia mundial instalada aumentó un 50%, y en 2017 un 38,7%**. En este sentido, en el año 2016 la potencia mundial instalada fue de 75 GW, alcanzándose los 303 GW de capacidad acumulada en todo el mundo, mientras que el pasado año estas cifras se superaron con creces, rondándose los 100 GW instalados¹.

El país que más fuertemente contribuye a este rápido crecimiento es China, con una ventaja importante con respecto al resto de países. En el año 2015 se instalaron 15,2 GW, mientras que en el año 2016 esta cifra se duplicó con creces, llegando a los 34,45 GW instalados. En 2017, confirmando su dominio en los mercados, en China se instalaron 53 GW, lo que implica que **China instaló aproximadamente un 51% de la potencia total mundial instalada**.

El liderazgo asiático en fotovoltaica se ratifica en Japón, donde en 2016 se instalaron 8,6 GW, algo menos que el año anterior. En 2017, pese a que la potencia instalada también se redujo, debido a la transición de un sistema de tarifas a un sistema de subastas, se instalaron 7 GW. De igual forma, otros países asiáticos como Corea, Tailandia y Taiwán continuaron con la línea que llevaban los últimos años, incorporando 1,2 GW, 251 MW, y 523 MW, respectivamente, en 2017. Adicionalmente, existen pequeños mercados asiáticos que están comenzando a brotar, como son los de Malasia, Filipinas, Vietnam e Indonesia.

Por su parte, en los últimos años en India también se ha confirmado un fuerte interés por las energías renovables, y en particular por la fotovoltaica, aumentando progresivamente sus apuestas por esta tecnología.

1. Snapshot of Global Photovoltaic Markets 2016 - IEA PVPS - 2018



. Evolución de la potencia mundial instalada. Fuente: elaboración propia a partir de datos de IEA

En 2015, la potencia instalada fue algo superior a 2 GW en 2015, llegando a los casi 4 GW instalados en 2016, y para fin de 2017 se habían instalado 9,1 GW, lo cual augura un buen futuro para el desarrollo de la fotovoltaica en el país.

Con lo que respecta a América, en Estados Unidos se ha sufrido un pequeño receso frente al año anterior, no obstante, sigue manteniéndose en cabeza de la carrera de

la fotovoltaica, con 10,6 GW instalados en 2017. Canadá, en el año 2016, redujo su instalación de potencia a la tercera parte con respecto al año 2015, con 200 MW instalados, y en 2017 también se mantuvo bastante estable, con 212 MW. **Los países de América latina siguen confirmando su enorme potencial.** En este sentido, destacan Brasil, Chile y México, con 910 MW, 668 MW, y 150 MW instalados, respectivamente, en 2017.

En Europa, **el mercado fotovoltaico es ya maduro** y lleva años manteniéndose relativamente constante. Cabe destacar a Reino Unido, donde, tras ser en 2016 el país europeo que más potencia instalación por tercer año consecutivo, con alrededor de 2 GW, en 2017 se instalaron 950 MW más. Este año Alemania lideró la instalación de potencia en Europa, con 1,8 GW instalados en 2017, continuando en su línea y confirmando un mercado estable. En Francia se instalaron este año 875 MW, y en Holanda 853 MW, tras haberse mantenido estables el año anterior.

El resto de mercados europeos de menor tamaño se mantienen también constantes, instalando potencia de forma constante pero moderada. Cabe destacar que, en España, en 2017 se conectaron a la red 147 MW, lo cual es una noticia enormemente esperanzadora para el sector, que llevaba largo tiempo estancado en el país. Los mercados europeos de gran tamaño, como pueden ser el griego, el rumano o el búlgaro, se han mantenido prácticamente constantes durante el año 2017.

En el año 2016, Turquía destacó entre los países de Oriente Medio por la instalación de 583 MW. En el pasado año 2017, este hito fue superado con creces, instalándose 2,6 GW. Del resto de países, pese a que en el pasado año no se conectaran a red instalaciones notables, destacan Arabia Saudí, Jordania, Oman, y Baréin. Acorde a un informe publicado este año por GTM Research²,

2. Global Solar Market Attractiveness Index, GTM Research, 2018.

se espera que entre esos países se instalen más de 22,4 GW para 2023.

En África el futuro también parece prometedor: en el año 2017 en Argelia se instalaron 50 MW, pero se espera que este año se subasten 4 GW en fotovoltaica. Por otra parte, en Egipto se pretende llegar a un 20% de contribución de renovables para 2022 (actualmente sólo se cubre el 1% de la producción con renovables). Pese a que en Egipto los planes de introducción de renovables se han ido retrasando en los últimos años, actualmente se está construyendo un parque fotovoltaico de 1,8 GW que se espera esté acabado para mediados de 2019.

Los últimos datos sobre la potencia instalada en 2017 en Sudáfrica son inesperados. Mientras que en el año 2014 se instaló 1 GW, y en el 2016 se instalaron 500 MW más, con 13 MW instalados en el año 2017.

A modo de conclusión, se puede decir que a los mercados fotovoltaicos **aún les queda mucho por crecer.** En términos generales, es claro que Asia lidera el mercado, con **alrededor del 67% del mercado global** fotovoltaico, con China como motor mundial, 30% de la capacidad mundial.

Por otro lado, en Japón se comprueba un crecimiento estabilizado, con una disminución de su potencia instalada del 20% con respecto al año anterior.

Dado que la tecnología fotovoltaica cada vez es más competitiva a nivel económico, y los objetivos (mundiales y europeos) de reducción de emisiones y de reducción de

dependencia energética implican la integración de las energías renovables en los mercados energéticos, no cabe duda de que la participación de la fotovoltaica en los mercados solo puede aumentar en los próximos años.

2017		2017	
Países	Instalada (GW)	Países	Instalada (GW)
Rep. Popular China	53,00	Italia	0,41
Estados Unidos	10,60	Bélgica	0,28
India	9,10	Suiza	0,26
Japón	7,00	Tailandia	0,25
Turquía	2,60	Canadá	0,21
Alemania	1,80	España	0,15
Filipinas	1,40	Austria	0,15
Australia	1,25	México	0,15
Corea	1,20	Suecia	0,09
Brasil	0,91	Israel	0,06
Reino Unido	0,90	Dinamarca	0,06
Francia	0,88	Portugal	0,06
Países Bajos	0,85	Malasia	0,05
Pakistán	0,80	Noruega	0,02
Chile	0,67	Finlandia	0,02
Taiwán	0,52	Sudáfrica	0,01

Potencia instalada por los principales países en 2017. Fuente: IEA-PVPS

MARCO REGULATORIO

El establecimiento de un marco regulatorio estable y favorable hacia las energías renovables es de vital importancia para el desarrollo de la fotovoltaica. En España, la experiencia pasada es una demostración clara de cuán gravemente pueden afectar los cambios regulatorios de un país a la integración de esta tecnología, no solo por sus efectos inmediatos, sino también por sus efectos a largo plazo.

En los últimos años, las políticas económicas de apoyo a la fotovoltaica de los distintos países han ido pasando de retribuciones en forma de tarifas, a otros mecanismos retributivos como son **las subastas**. Al respecto de estas, dado el grado de aprendizaje alcanzado en la fotovoltaica y su continua reducción de costes, la tecnología se ha convertido en plenamente competitiva frente al resto de tecnologías de generación. Ello ha implicado que las principales subastas de generación a nivel mundial hayan sido cubiertas con fotovoltaica. Valgan como ejemplo Abu Dhabi y Dubai, donde en 2016 se cerraron subastas con PPAs (Power Purchase Agreements) por debajo de 0,03 \$/kWh. Por su parte, en España se adjudicaron 3,9 GW fotovoltaicos con un coste de inversión inferior a 700 €/kW.

Por otra parte, las **políticas de apoyo** a las renovables se han mantenido bastante estables en los últimos años. Es de esperar que como la competitividad de la tecnología aumenta rápidamente, las medidas de incentivos vayan disminuyendo

con el tiempo. El uso de los certificados verdes está disminuyendo, aunque existen países en los que aún se usan, como Corea, Rumanía, Australia, y hasta cierto punto, Bélgica y Suecia. Muchos países están fomentando las energías renovables mediante una combinación de incentivos, incluyendo ayudas a la inversión, reducción de impuestos y otras medidas.

En los últimos años, las **medidas retroactivas** más importantes tuvieron lugar en España, donde en algunos casos se redujeron las retribuciones hasta un 50%. En Italia también se hicieron medidas retroactivas, incrementando el tiempo de pago de las retribuciones con el objetivo de minimizar el efecto de las medidas en los consumidores.

Otros países en los que se han llevado a cabo, o al menos se ha discutido su implantación, medidas retroactivas son la República Checa, Bulgaria y Rumanía. Las medidas retroactivas tienen el problema importante de que disminuyen enormemente la confianza de los inversores, quienes perciben un riesgo adicional a la hora de invertir en un país.

Existen países en los que se han implantado impuestos o tasas por la integración de la fotovoltaica en las redes de distribución. Por ejemplo, en Bélgica, en la región de Flandes existe un impuesto a la conexión que busca compensar las pérdidas por retribución a la red de los usuarios con tarifas de "balance neto". En España, dependiendo de la potencia instalada, algunos usuarios sujetos a las modalidades de autoconsumo fotovoltaico

se ven afectados por una serie de costes no contemplados en otros países. En Estados Unidos se han debatido muchas medidas para compensar este problema, con el posterior establecimiento de impedimentos a las políticas de "balance neto", o con pequeños impuestos adicionales. Recientemente se ha publicado que en Estados Unidos se ha establecido un arancel a los módulos fotovoltaicos importados, que comenzará siendo del 30%, y se reducirá al 15% a partir del cuarto año. En esta nueva imposición, se permite que 2,5 GW de módulos no ensamblados sean importados sin estar sujetos a este arancel.

En estos momentos, la idea de que los consumidores del futuro no sólo consumirán energía de la red está creciendo, contemplándose a los consumidores también como productores, que en algunos momentos podrán estar vendiendo sus excedentes de energía a la red. En este contexto nace el término de "prosumer". Las primeras medidas que se han ido llevando a cabo para favorecer la aparición de esta figura son las que favorecen las tarifas de "balance neto". Actualmente, en todo el mundo está sobre la mesa el debate acerca del papel tendrán los prosumers en los mercados energéticos del futuro, y qué medidas deben adoptarse para gestionar el autoconsumo.

2.5.

PERSPECTIVAS INTERNACIONALES PARA 2018

Como se ha comentado anteriormente, en el año 2017 se instalaron alrededor de 100 GW en todo el mundo, marcando por tercer año consecutivo un crecimiento porcentual notable en los mercados. Acorde a los últimos datos publicados y las estimaciones de Solar Power Europe, es de esperar que la potencia anual instalada siga aumentando en 2018. Sin embargo, probablemente este crecimiento sea proporcionalmente menor que en años anteriores, debido a que los mercados comienzan a consolidarse¹, y a que los dos últimos años han estado marcados por un ritmo difícil de mantener.

Según un informe publicado por BNEF³, se espera que en 2018 se alcancen los 108 GW instalados, es decir, una cifra ligeramente superior a la alcanzada en 2017. Pese a todos los factores políticos, sociales y económicos que pueden afectar al desarrollo de la fotovoltaica, existe una limitación que impide que el crecimiento vaya a poder ser mucho mayor a lo expuesto: la capacidad de producción de módulos. En el año 2016 la capacidad de producción anual de módulos rondaba los 75 GW, según el instituto Fraunhofer ISE⁴.

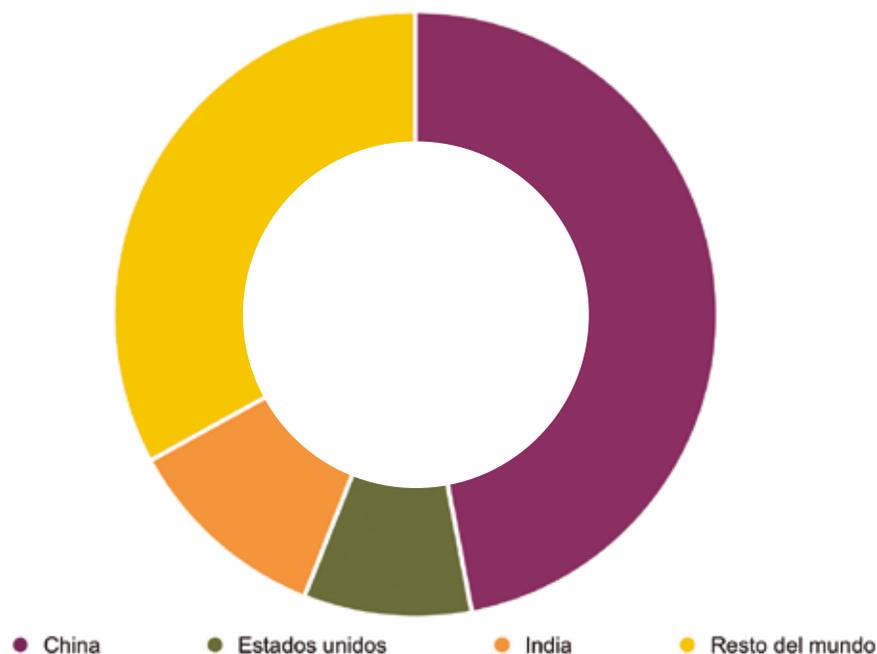
Pese a que la capacidad de producción puede aumentar, es difícil que en solo 2 años la capacidad de producción aumente lo suficiente como para satisfacer una demanda mucho mayor a la prevista.

En los tres últimos años, China ha dejado claro su liderazgo en la instalación de nueva potencia fotovoltaica, y todo apunta a que este liderazgo se mantendrá durante los próximos años, dada la gran ventaja que lleva sobre el resto de países.

3. <https://technology.ihs.com/598696/global-solar-photovoltaic-installations-to-exceed-100-gigawatts-in-2018-ihs-markit-says>

4. *Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE. 12 Julio, 2017.*

Previsión de la potencia FV instalada en 2018



Debido a esto, es de esperar que el ritmo que lleve China determine el curso del avance de la fotovoltaica a nivel mundial.

Dada la enorme instalación fotovoltaica desarrollada en 2015 y 2016, todas las expectativas apuntaban a que para 2017 la potencia anual instalada en China disminuiría. La Asociación China de la Industria Fotovoltaica (CPIA) estimaba que en 2017 se instalarían entre 20 y 30 GW, dándose un

amplio margen en sus estimaciones.

Por otra parte, en el escenario medio de los tres propuestos en el informe anual de mercados de Solar Power Europe (SPE), publicado en junio de 2017, se estimaba que en 2017 en China se instalarían 29 GW de potencia fotovoltaica. Rompiendo hasta con las estimaciones más optimistas, en 2017 la potencia total instalada en 2017 fue de 53 GW.

En China, las tarifas a la fotovoltaica irán reduciéndose los próximos años, por lo que probablemente su crecimiento también lo hará. Desde SPE se estima que en 2018 se instalarán 22 GW, mientras que en un informe de BNEF en el que se proponen tres escenarios, en el más conservador se estima que se instalarán 35 GW, mientras que en el medio se estima que se instalarán 43 GW, lo cual parece más acorde a los acontecimientos de los últimos años. En cualquier caso, durante los próximos años en China la inversión en instalaciones fotovoltaicas será muy fuerte, dado que la reducción de las tarifas vendrá acompañada de un descenso de los precios de las tecnologías fotovoltaicas.

Siguiendo la estela de China, los siguientes países con mayor potencial de desarrollo, según BNEF, son Estados Unidos e India. La presencia de Donald Trump en el gobierno genera una incertidumbre importante en lo relativo a medidas climáticas, las cuales pueden afectar a las subvenciones de las energías renovables. Como se ha comentado anteriormente, recientemente se ha impuesto un arancel del 30% a los módulos importados, lo que puede suponer un decrecimiento del mercado. Por esta razón, es difícil predecir el futuro próximo de la energía fotovoltaica en EEUU. Según un informe de la SEIA⁵, para el 2018 se prevé un pequeño descenso de la potencia instalada con respecto a 2017, con alrededor de 11 GW instalados.

5. *Solar Market Insight Report - Solar Energy Industries Association (SEIA)*. <https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2017-q4>

En cuanto a India, el número de actividades de instalación es alto desde el comienzo del año 2017.

Desde la National Solar Mission de India se planteaba como objetivo para marzo de 2017 haber instalado 12 GW de nueva capacidad. Pese a esto, desde Solar Power Europe se estima que se habrán instalado 9,9 GW en 2017, que ya sería más del doble que el año anterior.

Japón, que en los últimos años se ha mostrado como uno de los principales mercados potenciales, también ofrece grandes incertidumbres en la estimación de su futuro en lo que a fotovoltaica respecta, debido a posibles cambios en la regulación. A partir de ahora, los proyectos de más de 2 MW de potencia saldrán por licitaciones, en vez de ser remunerados mediante tarifas.

En el escenario medio planteado desde Solar Power Europe en su último informe anual, se estimaba que en 2017 se instalarían 7,5 GW, y finalmente se instalaron 6,8 GW. Con todo, el mercado japonés seguirá siendo de los principales mercados mundiales, estimándose una instalación de potencia para 2018 de entre 6 y 7,5 GW⁶.

En los últimos años, en Europa ha podido apreciarse una depresión en el crecimiento de la fotovoltaica. En Reino Unido ha sido el único país de Europa, junto con Alemania, en el que se ha mantenido el crecimiento de esta tecnología.

6. <https://www.pv-magazine.com/2018/01/22/japan-disappointing-first-auction-plans-for-200-gw-solar-by-2050/>

Además, el gobierno británico abandonó las ayudas a la fotovoltaica en 2016. Sin embargo, es muy probable que un nuevo ciclo de crecimiento comience en 2017.

Según SPE, para el año 2018 se espera la instalación de 10,9 GW. En cualquier caso, el crecimiento de la energía fotovoltaica en Europa va a estar muy determinado por las políticas europeas que se tomen, por lo que esta cifra está sujeta a variaciones.

A pequeña escala, el crecimiento vendrá determinado por las ventajas que ofrece el autoconsumo fotovoltaico, lo cual va a depender de la regulación y de los impuestos al autoconsumo, que para su adecuado crecimiento no podrán existir. Por otra parte, a gran escala las licitaciones serán determinantes: por ejemplo, en España se han subastado en 2017 casi 4 GW de potencia fotovoltaica, que aún están por construir, y en Francia se ha ido anunciando un programa masivo de licitaciones. En Alemania, en dos años y medio el precio de la energía fotovoltaica se ha reducido casi un 50% de media, con un precio de 4,91 cent./kWh. Tanto las barreras al autoconsumo como la publicación de subastas se verán afectadas, a nivel europeo, por los objetivos 20/20, que fuerzan la integración de energías renovables en el sector energético.

En resumen, se puede decir que a nivel global nunca ha existido un mejor momento para invertir en el mercado de la energía fotovoltaica. Su crecimiento en el año 2018 y en el futuro próximo estará determinado por el desarrollo de grandes parques fotovoltaicos a gran escala, no por instalaciones en te-

gados y autoconsumo. Debido a economías de escala, los costes de esta tecnología son cada vez menores, y además el hecho de que se esté instalando tanta potencia y se compruebe que realmente es una tecnología rentable, atrae a los inversores a apostar por ella. En este sentido, hay que agradecer las labores de China.

Con lo que respecta al año 2018, se espera que China siga marcando el crecimiento del mercado, seguida de EEUU y Japón, pero cada vez de una forma menos importante, mientras que en el resto del mundo se comenzará a instalar potencia progresivamente. Para fin de 2018, la potencia instalada rondará los 500 GW.

A continuación, se resumen los principales marcadores que definirán el desarrollo de la energía fotovoltaica en el mundo en los próximos años.

MARCADORES PARA EL DESARROLLO

- **Mercados energéticos:** El diseño adecuado de un mercado energético es clave para el desarrollo de las energías renovables, no ya solo de la fotovoltaica. Los mercados energéticos globales se han ido descentralizando para ponerse en manos de grandes compañías generadoras. Estos mercados deben avanzar en su descentralización, y convertirse en mercados interconectados y flexibles, promoviendo la integración de nuevos actores en los mercados.

- **Consumidores activos:** Con la integración de las renovables a pequeña escala, ha surgido un nuevo concepto, el de los "prosumers", consumidores que también son productores. Para el profundo desarrollo de la energía fotovoltaica, es necesario entender que el papel de estos consumidores va a ser muy importante en el futuro próximo, y por ello se necesita una regulación adecuada, que no les perjudique (sin impuestos adicionales), y un modelo de red flexible y tecnológicamente avanzado, que les permita integrarse.
- **Almacenamiento:** El desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de energía está yendo a un ritmo frenético. Cada año se desarrollan sistemas de mayor capacidad, a un menor precio, al igual que con la energía fotovoltaica. El almacenamiento de energía va de la mano con las energías renovables, las cuales ofrecen generación de potencia en horarios determinados, que no siempre se acompañan del consumo. Los avances en sistemas de almacenamiento se están dando tanto a pequeña como a gran escala. A pequeña escala, favorecen la integración de la fotovoltaica para uso doméstico, mientras que a gran escala permiten controlar mejor los desajustes de potencia y frecuencia que introducen las renovables en la red, y almacenar la energía generada a gran escala para distribuirla cuando sea necesario.
- **Digitalización:** En el futuro próximo deberán existir también avances en la

digitalización de las redes de distribución, que deberán tener integrado un sistema de control y monitorización muy avanzado para permitir la penetración de los prosumers y las energías renovables en la red.

- **Subastas:** En los últimos años, las subastas y licitaciones han supuesto el principal método de implantación de energías renovables en el mundo. Los costes de la energía firmados en subastas bajan rápidamente, y se espera que estas jueguen un papel importante en el desarrollo a gran escala de la energía fotovoltaica. Es importante que estas subastas se hagan en un marco regulatorio firme, y con visión a largo plazo, y no se publiquen sin planteamiento previo para cumplir unos objetivos determinados, por ejemplo.

2.6.

EVOLUCIÓN DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

La tecnología solar fotovoltaica está en constante evolución y mejora técnica, siendo actualmente uno de los más importantes focos de investigación a nivel global. Los motivos son evidentes, ya que si se pudiera captar, convertir, transportar, e incluso acumular de mejor manera la energía que percibimos del sol, las economías cambiarían radicalmente, y por tanto la sociedad, que ya no dependería de fuentes energéticas que tienden a agotarse, y que cada vez supondrán un mayor coste económico.

Por supuesto, además de este cambio económico y social, en un escenario futuro en el que el desarrollo técnico de la solar fotovoltaica haya alcanzado un estado avanzado de madurez, también se reduciría de forma drástica las emisiones de gases de efecto invernadero, y por lo tanto se mitigaría el cambio climático.

Por todo ello, la tecnología solar fotovoltaica constituye actualmente en sí misma, una estrategia global.

La evolución y mejora técnica de los sistemas solares fotovoltaicos se centra principalmente en los paneles solares fotovoltaicos, en las estructuras de fijación y orientación de dichos paneles, y en los equipos inversores solares/centrales de potencia, que son los elementos que más evolución y desarrollo presentan, y sobre ellos centraremos nuestro análisis.

Como introducción a dicho análisis que se presenta más adelante, queremos destacar que los resultados de diferentes estudios coinciden en señalar que el coste de la energía solar fotovoltaica resulta similar, y en algunos casos inferior, al de otras tecnologías de producción de electricidad renovables y convencionales. Así, el coste medio de la energía producida para grandes plantas fotovoltaicas se estiman en el rango 0,04-0,07 €/kWh.

Este hito, sin duda va de la mano de un importante desarrollo tecnológico, continuado en el tiempo y con una importante carga de investigación, que además de mejorar los rendimientos productivos de la tecnología, ha provocado un gran descenso de costes y tiempos en la instalación.

Por lo tanto, el coste de la energía producida con fotovoltaica, a día de hoy, ya compite con el resto de fuentes de generación tradicionales.

EVOLUCIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Lejos queda ya la aparición en 1954, de la primera célula solar de silicio, fabricada en los laboratorios Bell Telephone (EEUU).

Esta tecnología se desarrollaba por aquel entonces, incentivada por el comienzo del programa espacial de EEUU. Y la energía que se obtenía presentaba un elevado coste, por encima de los 100 €/kWh. La eficiencia de aquella primera célula solar era tan solo del 6%.

Desde entonces, y hasta la actualidad, la evolución tecnológica de los módulos solares fotovoltaicos ha sido progresiva y continuada en el tiempo, mejorando año a año los ratios de **eficiencia**, y reduciéndose de manera exponencial los costes de fabricación de esta tecnología, como veremos más adelante.

Tal es así, que hoy día disfrutamos de un panel solar fotovoltaico comercial con eficiencias que ya se acercan al 20%, aunque en laboratorio, ya se ha alcanzado recientemente mediante el uso de la perovskita híbrida en las células fotovoltaicas, una eficiencia del 44,5%.

Esto último, viene a decir que esta tecnología es capaz de convertir dos tercios de la luz en electricidad, lo que es una auténtica maravilla técnica alcanzada gracias a la colocación de varias capas de células solares una encima de la otra, absorbiendo cada una de ellas una parte diferente del espectro de luz.

Respecto al **tamaño**, sin duda la evolución ha sido igualmente progresiva y continuada, cada vez una superficie de captación más reducida, consigue potencias eléctricas generadas mayores. Desde la aparición de la primera célula fotovoltaica en 1954, se ha reducido un 96% la superficie de captación que es capaz de generar la misma potencia.

Pero no es necesario remontarse tan atrás en el tiempo, para darse cuenta de la enorme evolución del tamaño en los paneles solares, ya que año a año se consigue para una misma superficie, una mayor potencia, y eso se percibe muy fácilmente en el sector.

Por ejemplo, en la actualidad la tecnología Bifacial, que genera tanto en la cara frontal, como de la cara posterior del módulo, provoca la obtención de hasta un 20% más energía, ocupando el mismo espacio que un panel sin dicha tecnología.

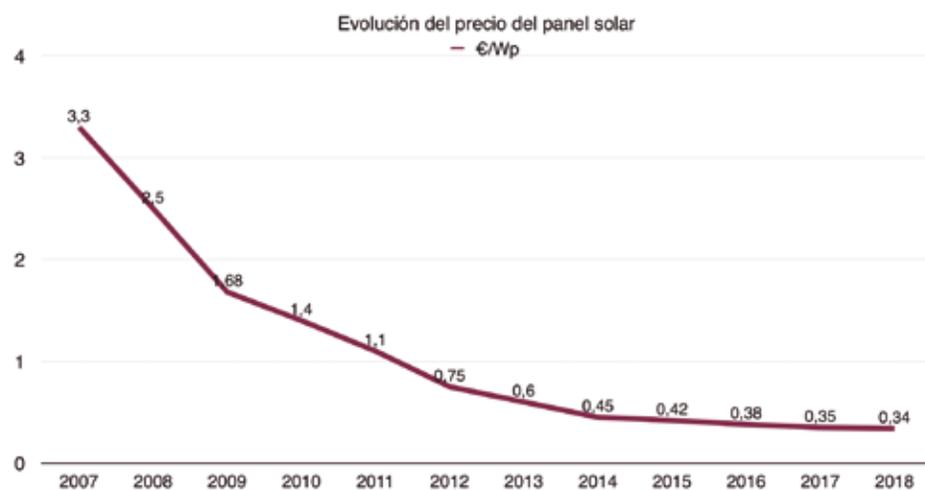
Si hemos de mirar al **futuro**, en lo que respecta a los módulos solares fotovoltaicos, sin duda la integración arquitectónica, las láminas ultra delgadas flexibles (que serán capaces de adaptarse a diferentes superficies), y la aparición de las impresoras 3D, seguirán revolucionando esta tecnología en continuo cambio y mejora. Y es que los nuevos materiales en investigación permitirán fabricar células fotovoltaicas más económicas y que se podrán integrar en construcciones, vehículos o incluso en la ropa.

Desde el punto de vista de los costes, el abaratamiento espectacular que han experimentado los precios de los paneles solares, ha provocado que la fotovoltaica sea de uso generalizado, convirtiéndose en los últimos años en una de las fuentes de generación

de energía eléctrica esenciales para frenar el cambio climático.

La evolución del precio del módulo fotovoltaico de panel plano, refleja un claro y continuado descenso de costes, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

● EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PANEL SOLAR



El precio del panel fotovoltaico ha caído un 89% desde el año 2007, a causa del desarrollo y la evolución de esta tecnológica.

EVOLUCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE FIJACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

La técnica del hincado y la técnica del atornillado de la estructura metálica en el suelo, sin duda se presenta como la mejor solución evolucionada, en lo que respecta a la fijación y orientación de los módulos solares fotovoltaicos.

Estas técnicas son no invasivas y provocan un escaso impacto en el terreno, y por tanto un escaso impacto medioambiental.

De hecho, una planta fotovoltaica instalada con un método de atornillado de perfiles, puede ser desmantelada, y el espacio anteriormente utilizado, puede recuperar su estado anterior muy fácilmente.

El uso de estas técnicas, además provoca el no vertido de hormigones ni productos químicos en la instalación, incrementando así el respeto que esta tecnología ofrece hacia el medio.

Para llevar a cabo el proceso de hincado o el atornillado de los postes que sustentarán los paneles fotovoltaicos, se utilizan unas máquinas hincapostes que introducen los perfiles en el terreno a la profundidad requerida en función del tipo de terreno y resistencias exigidas de carga.

La introducción de este método novedoso,

ha supuesto en la construcción de grandes plantas fotovoltaicas, un ahorro de tiempos de ejecución muy alto, así como una importante reducción de costes, no solo derivados del diseño de la propia estructura, si no también provocados por la eliminación entre otros, de los trabajos de vertido y colocación de zapatas de hormigón, que anteriormente servían de base para la fijación de la estructuras metálicas de fijación y orientación de los módulos solares fotovoltaicos.

EVOLUCIÓN DE LOS INVERSORES SOLARES Y CENTRALES DE POTENCIA

Los equipos inversores convierten la energía captada por los paneles solares (corriente continua), en energía aprovechable para abastecer nuestros consumos eléctricos (corriente alterna).

La evolución de estos equipos durante la curva de aprendizaje de los sistemas fotovoltaicos, ha sido muy intensa.

Inicialmente estos equipos eran de gran tamaño, necesitaban una concentración previa de la energía generada, antes de acometer la misma en su etapa de entrada, y en general eran capaces de convertir potencia fotovoltaica en un rango entre los 10 y los 100 kW (hablamos por supuesto de los equipos que se comercializaban al gran público).

La evolución tecnológica, y el aprendizaje e investigación en la mejora de estos equipos, ha provocado que los rangos de potencia se hayan ampliado mucho más, y se hayan adaptado a las necesidades del sector, particularizándose para diferentes funcionalidades.

Así, estos equipos aplicados a instalaciones de **Autoconsumo**, presentan etapas de entrada muy evolucionadas con gran cantidad de entradas de string de paneles fotovoltaicos, que permiten subdividir la potencia fotovoltaica, y en muchos casos eliminar la necesidad de concentración previa de la

energía en una caja de protecciones y concentración de corriente continua.

Respecto al rango de potencias aceptadas, este se ha convertido en muy amplio, con el objeto de adaptarse a toda las posibles necesidades de proyectos de autoconsumo que se desarrollan en la actualidad. También los equipos inversores orientados al autoconsumo más evolucionados, son capaces de gestionar las cargas conectadas a ellos, e incluso son capaces de conectarse directamente con los acumuladores de energía, y gestionar adecuadamente los ciclos de carga y descarga de dichos acumuladores, en función de las necesidades en el consumo.

Por otro lado, la evolución tecnológica de los Inversores Solares orientados a su funcionalidad dentro de grandes Centrales de Generación o **Parques Fotovoltaicos** de energía, para su venta a la red eléctrica, se han adaptado perfectamente para tal fin.

Son equipos compactos e integrados, que se instalan generalmente en intemperie, y suelen tener potencias muy altas, entre 1MW y 7MW, de forma que toda la potencia fotovoltaica del Parque, se agrupa en un mismo punto, para que este único equipo convierta toda la energía generada.

En ocasiones el tamaño del Parque Fotovoltaico es muy grande, y varios de estos equipos se enlazan entre sí, para poder convertir toda la energía generada, por sectores, dentro del mismo Parque Fotovoltaico.

Los últimos modelos de inversores destinados a su funcionalidad dentro de Parques

Fotovoltaicos, incluyen en el mismo bloque bastidor, la aparatada eléctrica de protección y el Transformador de B.T. a A.T. a este conjunto de elementos completo se le denomina Central de Potencia, e irrumpe en el sector fotovoltaico como una solución Plug and Play, completa para convertir, proteger y transportar la energía generada por todo o parte de un campo de paneles de potencias superiores, en general, a 1MW fotovoltaico.

Desde el punto de vista de los costes, el abaratamiento de los equipos inversores con el paso del tiempo también se ha producido, pero en mucha menor medida que la espectacular curva descendente de precios de los paneles solares, concretamente la evolución del precio de los inversores solares fotovoltaicos, por unidad de potencia, refleja un claro y continuado descenso de costes, pero mucho más blando, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA



3

Análisis de
la situación del
Sector a nivel
europeo



3.1.

ANÁLISIS Y SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO

La Unión Europea se encuentra en el proceso de transformar su economía con el objetivo de minimizar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Por lo que se espera que la electricidad desempeñe un papel clave en esta transformación baja en carbono.

Por un lado, un uso más eficiente de la electricidad y, cada vez más, proveniente de fuentes renovables. Y por otro, se espera que aumente la participación de la electricidad en el uso total de energía, especialmente en el sector del transporte (vehículos eléctricos) y en la calefacción y la refrigeración (bombas de calor eléctricas). Dicha electrificación generalizada, en combinación con la producción de electricidad con bajas emisiones de carbono, se considera un ingrediente clave para reducir las emisiones de GEI de los combustibles fósiles en la segunda mitad de este siglo.

El sector energético actual marca una tendencia creciente hacia la descarbonización. Sin embargo, hay una descompensación en ambición por liderar esta transición energética a nivel mundial, entre los Estados Miembros que forman la Unión. Así, en el siguiente mapa se puede ver los países que han tomado la decisión de cerrar progresivamente sus centrales de carbón (año de cierre y capacidad que tienen actualmente). Países como Francia, Italia, Holanda, Portu-

gal o Austria ya tienen un plan de cierre de centrales de carbón. Otros como Alemania o Irlanda, el tema está bajo discusión. Sin embargo, en España y varios países del Este, no hay previsión de debate sobre el tema del carbón.

La estrategia común de la Unión Europea está enfocada a liderar la Transición Energética, y los últimos años se ha producido un aumento de eficiencia energética y uso de energías renovables en el mix energético.

La demanda eléctrica aumentó un 0,7% en 2017, siendo el tercer año consecutivo de aumento. Mientras que entre 2010-2014 hubo una tendencia a la baja en el consumo de energía, en estos momentos nos encontramos a los niveles de 2010. Por lo que es necesaria una mayor ambición en eficiencia energética y en el abastecimiento de esta demanda energética con fuentes renovables.

En 2017, las energías renovables generaron el 30% de la electricidad de Europa por primera vez. El viento, la energía solar y la biomasa crecieron al 20,9% de la mezcla de electricidad de la UE. Esto representa un aumento de solo 9.7% en 2010, y representa un crecimiento promedio de 1.7 puntos porcentuales por año. A este ritmo de crecimiento sería posible llegar a un mix del

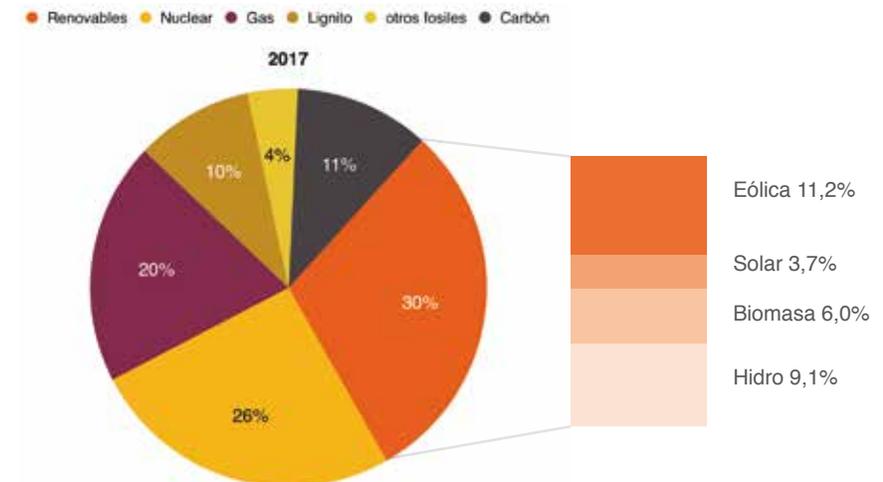
50% de renovables para 2030, por lo que el objetivo que se están debatiendo actualmente del 27% sería poco ambicioso.

Geográficamente, la mayoría de ese crecimiento se produjo sólo en Alemania y el Reino Unido. Los 26 países restantes de la UE ya tenían el 58% del crecimiento de 2011 a 2014, pero sólo el 43% del crecimiento de 2014 a 2017. En cierta medida, esto puede reflejar el hecho de que algunos Estados miembros ya alcanzaron sus objetivos nacio-

nales 2020 en virtud del Directiva de Energías Renovables de la UE (BG, CZ, DK, EE, FI, RR, HH., TI, LT, SE, RO). Sin embargo, también es un reflejo de los costes de financiación innecesariamente altos, particularmente en Europa Central y Sudoriental, que obstaculiza la transformación del coste de la tecnología de energía renovable en proyectos de energía renovable de bajo coste.

La generación de energía eléctrica a partir de solar fotovoltaica crece a un ritmo lento,

MIX DE GENERACIÓN A NIVEL EUROPEO EN 2017



Fuente: Agora Energiwende. The European Power Sector in 2017

debido a la baja tasa de nueva capacidad. En 2017, tan sólo 8TW/h se han instalado nuevos, y a pesar de que los precios son cada vez más bajos en las subastas de nueva capacidad, en muchos países se produce desde hace años un estancamiento en la

instalación, en la mayoría de casos por una falta de marco regulatorio estable (como es el caso de España). Sin embargo, países como Alemania, o Bélgica están liderando el sector con un gran aumento de nueva potencia instalada.

3.2.

DIRECTIVAS EUROPEAS DE APOYO A LAS RENOVABLES

Una de las prioridades de la Unión Europea es la Unión de la Energía, como compromiso ante los ciudadanos europeos para impulsar la economía de la unión, su seguridad y su compromiso en la lucha contra el cambio climático. La finalidad del conjunto de medidas sobre esta materia es garantizar una energía asequible, segura y sostenible, ya que los ciudadanos europeos debemos hacer frente al aumento de la demanda energética, la volatilidad de los precios y las perturbaciones del suministro, además de reducir el impacto medioambiental del sector de la energía.

Así, la política energética de la Unión Europea de los últimos años persigue tres objetivos principales:

- Seguridad de abastecimiento
- Competitividad
- Sostenibilidad

En materia de sostenibilidad, uno de los objetivos prioritarios es el fomento de la utilización de energías renovables en el sector eléctrico y energético, como medida de reducción de emisiones contaminantes frente a la generación convencional. El control del consumo de energía en Europa y una mayor utilización de la misma procedente de fuentes renovables, junto con el

ahorro energético y una mayor eficiencia energética, constituyen una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, entre otros compromisos comunitarios e internacionales, con vistas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero más allá de 2012. Asimismo, estos factores pueden desempeñar un papel importante para fomentar la seguridad del abastecimiento energético, el desarrollo tecnológico y la innovación, ofreciendo oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas.

En 2001, con la ratificación del Protocolo de Kioto, se aceleró la adopción de medidas para combatir el cambio climático y se adoptó la directiva 2001/77/CE, la primera directiva en materia exclusivamente enfocada en promover la energía renovable (especialmente enfocada a la electricidad). La UE no contaba con la competencia energética de los Estados Miembros, por lo que se tomó la acción como competencia medioambiental (Solorio, 2011b).

Tanto la directiva de electricidad renovable 2001/77/CE, como la directiva 2003/30/CE en materia de combustibles renovables en el transporte tenía objetivos de carácter indicativo y los Estados Miembros tenían,

por tanto, la libertad para el desarrollo de los instrumentos adecuados para alcanzar estos objetivos.

La Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Ésta directiva, fija objetivos nacionales obligatorios en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y en el transporte. Establece normas relativas a las transferencias estadísticas entre Estados miembros, los proyectos conjuntos entre Estados miembros y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, la información y la formación, y el acceso a la red eléctrica.

En detalle, establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros. Concretamente, la Directiva establece como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Artículo 3.1 "Cada Estado miembro velará por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables, en su consumo final

bruto de energía en 2020 sea equivalente como mínimo a su objetivo global nacional en cuanto a la cuota de energía procedente de fuentes renovables de ese año. Estos objetivos globales nacionales obligatorios serán coherentes con un objetivo equivalente a una cuota de un 20 % como mínimo de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Comunidad para 2020. Con el fin de alcanzar más fácilmente los objetivos previstos en el presente artículo, cada Estado miembro promoverá y alentará la eficiencia energética y el ahorro de energía".

Artículo 13. "...En particular, los Estados miembros adoptarán las medidas apropiadas para garantizar que:

- a) Sin perjuicio de las diferencias entre las estructuras administrativas y la organización de los Estados miembros, las responsabilidades respectivas de los organismos administrativos nacionales, regionales y locales en materia de procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias se coordinen y definan claramente, lo que comprende la planificación espacial, con calendarios transparentes para la determinación de las solicitudes de planificación y construcción".*

ANEXO VI. Punto 3 "Medidas para alcanzar los objetivos"

- a) Visión de conjunto de todas las políticas y medidas relativas al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables;*



b) Necesidad de ampliar o reforzar la infraestructura existente con objeto de facilitar la integración de las cantidades de energía procedente de fuentes renovables necesarias para alcanzar el objetivo nacional de 2020, medidas para acelerar los trámites de autorización, medidas para reducir las barreras no tecnológicas.

c) Sistemas de apoyo al fomento de la utilización de energía procedente de fuentes renovables en la electricidad instaurados por el Estado miembro o por un grupo de Estados miembros”.

Artículos extraídos de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Es importante remarcar este último punto, dónde se puede comprobar que ya se consideraba un sistema de apoyo para el fomento de las energías renovables, con la finalidad de desarrollarlas y cumplir con los objetivos ambientales y climáticos. A continuación, se analiza la situación actual del sector energético europeo, necesario para comprobar la ambición que es necesaria tomar de cara a los objetivos a 2030, marcados por lo que será la próxima Directiva de Renovables, dentro del llamado Paquete de Invierno “Energía limpia y segura para todos los Europeos”.

En el consumo final de energía, la Unión Europea en su conjunto logró una participación del 16% de energía renovable en 2014

y una participación estimada del 16,4% en 2015. Varios países de la Unión Europea ya han llegado al nivel de renovables exigido. Otros van bien encaminados para alcanzar sus objetivos vinculantes, sin embargo un grupo de países se encuentran estancados en la materia y deberán hacer esfuerzos extra para llegar al objetivo requerido.

A continuación, se presentan las cifras de evaluación a nivel europeo sobre materia energética:

- La UE importa el 53% de la energía que consume
- Seis Estados miembros dependen de un único proveedor externo para todas sus importaciones de gas
- El 75% del parque de viviendas de la UE es ineficiente desde el punto de vista energético
- El 94% del transporte depende de los productos derivados del petróleo, de los cuales el 90 % es importado
- Los precios al por mayor de la electricidad son superiores en un 30%, y los del gas en más de un 100%, a los de los EE. UU

En este contexto, la Unión Europea debe reforzar su ambición para cumplir con los compromisos en materia energética y liderar la lucha por el cambio climático. En noviembre del 2016 la Comisión Europea presentó un paquete de medidas en materia energética con objetivos a 2030. La Comisión quiere que la UE lidere la transición de

energía limpia, no solo se adapte a ella. Por este motivo, la UE se ha comprometido a reducir las emisiones de CO₂ en al menos un 40% para 2030, a la vez que moderniza la economía y genera puestos de trabajo y crecimiento para todos los ciudadanos europeos. Las propuestas tienen tres objetivos principales: poner la eficiencia energética en primer lugar, lograr el liderazgo mundial en energías renovables y proporcionar un trato justo para los consumidores.

Los principales puntos a destacar, en especial de la propuesta de directiva del fomento del uso de energías renovables, son un objetivo del 27% de renovables a nivel europeo para 2030, con objetivos no vinculantes por países (considerado poco ambicioso por no establecer un objetivo obligatorio a cada país), y como punto clave, la Directiva establece los principios de seguridad en el apoyo financiero a los proyectos de renovables y da a los ciudadanos el derecho a generar, almacenar, consumir y vender en condiciones justas. Estos nuevos derechos de la ciudadanía para el autoconsumo y la autogeneración están llamados a ser un instrumento clave para transformar el modelo energético en la UE.

Así, la posición inicial de la Comisión Europea blindará la seguridad jurídica con el siguiente artículo:

Artículo 6 Estabilidad del apoyo financiero Sin perjuicio de las modificaciones necesarias para respetar las normas sobre ayudas estatales, los Estados miembros garantizarán que el nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables, así como las condiciones a las que esté sujeto, se

revisen de forma que no tengan un impacto negativo en los derechos conferidos en este contexto, ni en la economía de los proyectos subvencionados.

Artículo extraído de la Propuesta de DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. COM/2016/0767 final/2 - 2016/0382 (COD). Además, establece por primera vez el concepto de comunidades energéticas, considerando la producción a pequeña escala en manos de ciudadanos y pequeñas y medianas empresas.

Artículo 22 Comunidades de energías renovables

1. Los Estados miembros garantizarán que las comunidades de energías renovables tengan derecho a generar, consumir, almacenar y vender dichas energías, en particular mediante acuerdos de compra de electricidad, sin ser objeto de cargas y procedimientos desproporcionados que no reflejen los costes. A efectos de la presente Directiva, se entenderá por comunidad de energía una pyme o una organización sin ánimo de lucro, cuyos miembros o partes interesadas colaboren en la generación, distribución, almacenamiento o suministro de energía procedente de fuentes renovables, y que cumplan al menos cuatro de los siguientes requisitos:

a) Que los partícipes o miembros sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pymes que desarrollan su actividad en el sector de las energías renovables;

b) Que al menos el 51 % de los partícipes o miembros de la entidad tengan derecho a voto sean personas físicas;

c) Que al menos el 51 % de las acciones o participaciones de la entidad pertenezcan a miembros locales, esto es, representantes de los intereses socioeconómicos locales públicos y privados, o ciudadanos que tengan un interés directo en la actividad de la comunidad y su impacto;

d) Que al menos el 51 % de los puestos del consejo de administración o de los organismos de gestión de la entidad correspondan a miembros locales, esto es, representantes de los intereses socioeconómicos locales públicos y privados, o ciudadanos que tengan un interés directo en la actividad de la comunidad y su impacto;

e) Que la comunidad en cuestión no haya instalado más de 18 MW de capacidad de energías renovables para electricidad, calefacción y refrigeración y transporte de media anual en los cinco años anteriores.

2. Sin perjuicio de las normas sobre ayudas estatales, los Estados miembros tendrán en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables a la hora de diseñar los sistemas de apoyo.

Así, la Comisión Europea marca unos objetivos en materia energética que ha de ser debatido con los órganos colegislativos del Parlamento Europeo y el Consejo Europeo (el primero representa la cámara que vela por los intereses de los ciudadanos, y el segundo vela por los intereses de los Estados

Miembros de la Unión Europea). Durante el año 2017, estos dos órganos prepararon sus posiciones en los diferentes documentos, del que hemos analizado especialmente el de la Directiva de energías renovables especialmente.

Así, ANPIER ha contribuido en la posición del Parlamento Europeo con la finalidad de reforzar y hacer más vinculante el documento, especialmente el artículo sobre evaluación de la retroactividad. El artículo de 6 de estabilidad regulatoria quedaría de la siguiente forma:

Artículo 6 - apartado 1

Los Estados miembros garantizarán que el nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables nuevos o existentes, así como las condiciones a las que esté sujeto, se revisen de forma que no tengan un impacto negativo en los derechos conferidos en este contexto, ni en sus economías.

Cuando se cambien otros instrumentos normativos y dichos cambios afecten a los proyectos de energías renovables que reciben ayuda, los Estados miembros velarán por que los cambios normativos no repercutan negativamente en la economía de los proyectos subvencionados.

Artículo 6 - apartado 1 bis

Los Estados miembros garantizarán que cualquier modificación de los sistemas de ayuda se efectuará sobre la base de una planificación a largo plazo de conformidad con el artículo 4, apartado 4, y se anunciará públicamente por lo menos nueve meses

antes de su entrada en vigor y que dicha modificación estará sometida a un proceso de consulta pública transparente e inclusivo. Cualquier modificación sustancial de un sistema de apoyo vigente incluirá un periodo de transición adecuado antes de que el nuevo sistema entre en vigor.

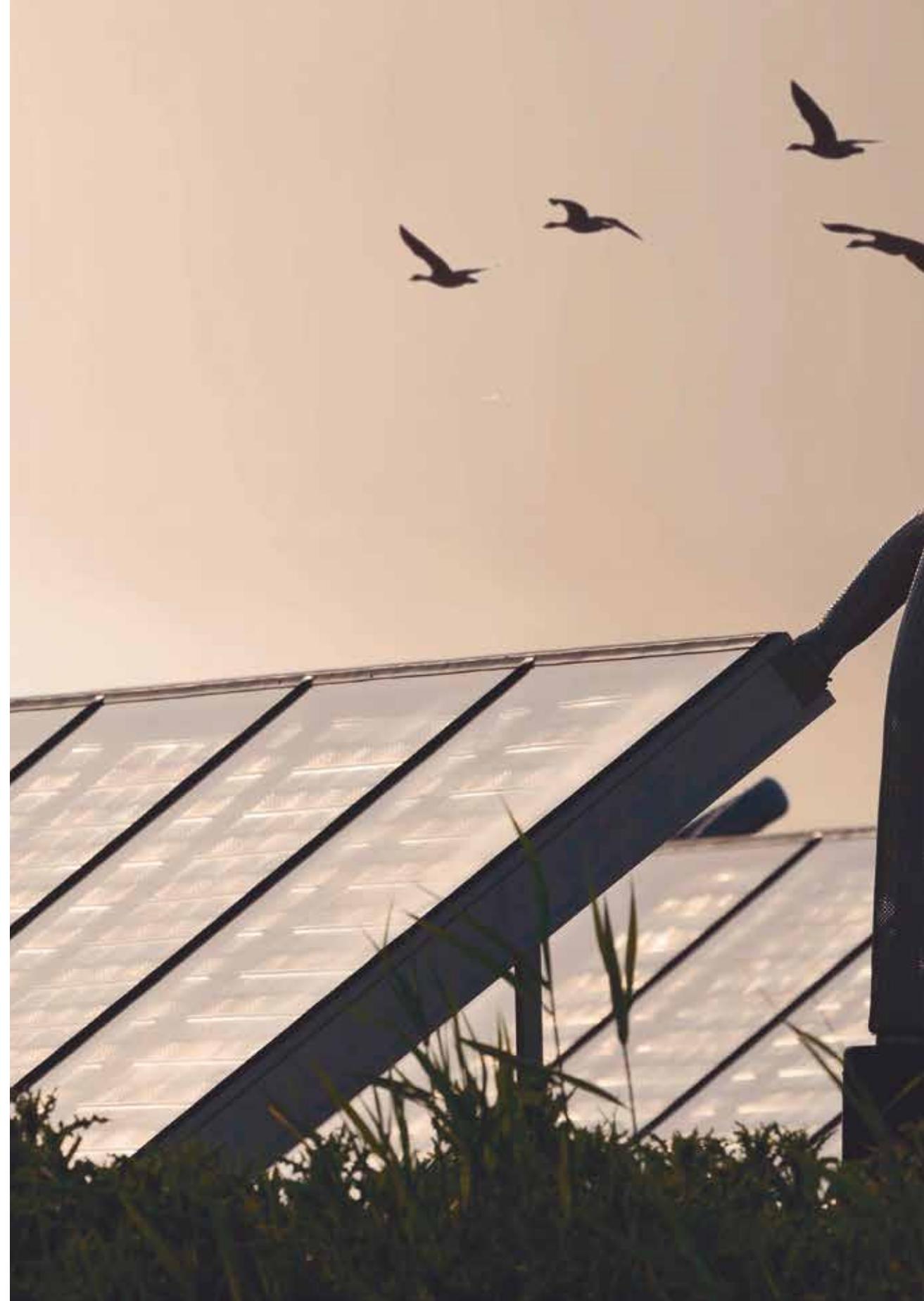
Si las modificaciones normativas o de funcionamiento de la red influyen negativamente en las economías de los proyectos respaldados de manera significativa o discriminatoria, los Estados miembros garantizarán que los dichos proyectos respaldados reciban una compensación.

Sin embargo, la posición del Consejo Europeo es más restrictiva quedando redactada de la siguiente forma:

Sin perjuicio de las adaptaciones necesarias para cumplir con los artículos 107 y 108 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, los Estados miembros deben garantizar que el nivel y las condiciones asociadas al apoyo que se ha concedido a los proyectos de energía renovable no se revisan de manera que restrinjan los derechos conferidos en virtud del mismo y menoscaben la viabilidad económica de los proyectos respaldados. Esta disposición no afectará a la posibilidad de que los Estados miembros ajusten el nivel de ayuda con arreglo a criterios objetivos, siempre que dichos criterios se establezcan en el diseño original del plan de ayuda.

Durante este año 2018 se debate en el llamado "Trílogo" la posición final entre los tres órganos legislativos, y se espera para finales de año la Directiva del uso de ener-

gías renovables que, desde ANPIER, esperamos que sea lo suficientemente ambiciosa para seguir la ruta de reducciones de efecto invernadero que la Comisión Europea ha marcado para 2050 en un 80-95% respecto a los niveles de 1990.



3.3.

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA TOTAL INSTALADA EN EUROPA

Si bien en 2016 Europa había experimentado un ligero decrecimiento del mercado fotovoltaico, en 2017 regresó a la tendencia creciente que ya había experimentado en 2015. Así, la potencia total agregada dicho año se situó en torno a los 6,5 GW, frente a los 6 GW instalados en 2016.

Este ligero repunte del mercado europeo en 2017 vino liderado por Alemania con 1,8 GW instalados. Parte de esta potencia corresponde a las tres subastas realizadas en Alemania, con un volumen total de 600 MW en instalaciones fotovoltaicas en suelo, en línea con su nueva política para grandes instalaciones de energías renovables.

En cuanto a las instalaciones fotovoltaicas medianas en Alemania, con potencias inferiores a 750 kW, pueden seguir acogéndose a los sistemas Feed-in-Tariff por un periodo de 20 años.

Tras Alemania, le sigue Reino Unido, con 950 MW, se convierte en la segunda potencia instaladora de 2017 a pesar de la finalización de su atractivo programa de incentivo solar en 2016, que ha provocado una reducción de este mercado respecto a años anteriores.

Francia con 875 MW, experimenta un ligero crecimiento respecto a los casi 600 MW in-

troducidos en 2016. Esta subida se produce en un año de cambios en el marco regulatorio de la fotovoltaica en este país, entre los que se encuentran la publicación de nuevas tarifas y condiciones para los sistemas de menos de 100 kW.

Los Países Bajos, continúan su progreso mediante la instalación 853 MW, impulsado por la reducción de costes y la seguridad de un esquema de balance neto en las instalaciones de pequeña potencia para los años venideros. El mercado de los grandes sistemas fotovoltaicos continúa también su crecimiento, sin embargo, comienza a encontrarse con factores limitantes como la integración en red y la disponibilidad de superficies adecuadas debido a la gran densidad de población del país.

El mercado italiano se mantiene en los mismos niveles de 2016 con 409 MW, de los cuales aproximadamente la mitad corresponden a sistemas residenciales (de menos de 20 kW) gracias a las deducciones fiscales.

En esta línea de estabilidad nos encontramos otros mercados europeos como Suiza (260 MW), Austria (153 MW), Hungría (136 MW), Suecia (93 MW) o Portugal (57 MW).

Bélgica, país caracterizado por su gran cantidad de pequeñas instalaciones residenciales, y España, a la espera de que se

materialicen las instalaciones resultantes de la subasta.

También presentan un ligero crecimiento Noruega, con 23 MW instalados mayoritariamente en edificios comerciales y residenciales para autoconsumo, y Finlandia, con 18 MW de fotovoltaica instalados en tejados de edificios públicos y comerciales y en viviendas privadas.

En cuanto a la potencia total acumulada, el top 5 de países europeos continúa siendo el

mismo que en los últimos años, con Alemania liderando el ranking, seguida de lejos por Italia, Reino Unido, Francia y España.

Es en el séptimo puesto en el que encontramos un cambio en la clasificación respecto al año anterior de la mano de los Países Bajos que, con un crecimiento moderado, desbanca a Grecia y la República Checa, cuyos mercados fotovoltaicos se encuentran completamente paralizados, como ocurre también en Rumanía y Bulgaria.

● PAÍSES EUROPEOS CON MAYOR POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA.

2017	
Países	Acumulada (GW)
Alemania	42,00
Italia	19,70
Reino Unido	12,70
Francia	8,00
España	4,70
Bélgica	3,80
Países Bajos	2,90
Grecia	2,60
República Checa	2,20
Suiza	1,90

4

Análisis de la
situación del
sector a nivel
estatal.



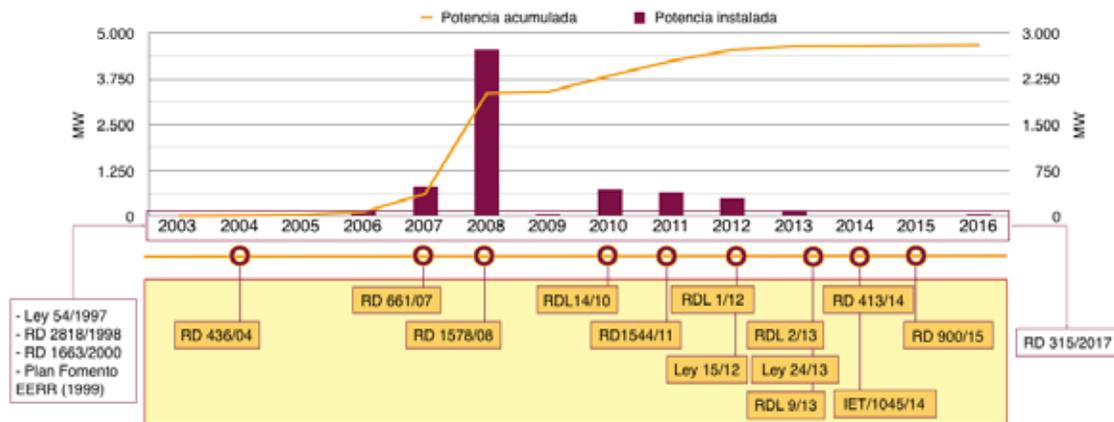
4.1.

LA REGULACIÓN SECTORIAL COMO FACTOR CLAVE EN EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA

INTRODUCCIÓN

La evolución de la potencia fotovoltaica en España ha estado íntimamente ligada a los distintos desarrollos normativos y a la seguridad jurídica existente bajo cada entorno regulatorio.

● EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA



Fuente: Elaboración propia

EVOLUCIÓN NORMATIVA HASTA 2004: LOS ORÍGENES DEL SECTOR

A principios del siglo XXI, las fuentes de generación renovable estaban sujetas a tres textos normativos: la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el RD 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica con renovables, y el RD 1663/2000, sobre la

conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Aunque estas normativas no describían un marco adecuado para las renovables, empezaba a existir un cierto interés en su desarrollo e implementación a escala estatal, como puso de manifiesto el Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999¹. Este documento preveía la puesta en marcha de más de 11.000 MW renovables entre 1999 y 2010

● OBJETIVOS DE POTENCIA 1998-2010

Tecnología	1998	Prev 2010	Var.
Mini hidráulica (Potencia <10MW)	1.510	2.230	720
Hidráulica (Potencia entre 10 y 50MW)	2.801	3.151	350
Hidráulica (Potencia >50MW)	13.420	13.420	0
Eólica	834	8.974	8.140
Biomasa	189	1.897	1.708
Biogas	0	78	78
Solar Fotovoltaica	9	144	135
Solar Termoeléctrica	0	200	200
Residuos Sólidos	94	262	168
Total	18.857	30.356	11.499

1. Plan de fomento de energías renovables en España (http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf)

En estos primeros años, la fotovoltaica se encontraba dando el salto de la madurez conceptual a la madurez tecnológica, y pese a que sus costes comenzaban a disminuir, seguía estando necesitada de un impulso económico para introducirse en los mercados y competir con el resto de tecnologías maduras. En este sentido, las distintas convocatorias ICO-IDAE fueron una pieza clave durante los años de despegue del mercado, favoreciendo una ligera implementación de las renovables en España. Estas líneas de ayuda, convocadas anualmente, consistirían en préstamos con condiciones beneficiosas para los beneficiarios.

Sin embargo, estos mecanismos propiciaban un sistema muy ineficaz, debido a su lenta y compleja tramitación, el desequilibrio en la carga de trabajo de las administraciones y del calendario de montajes anual, etc. Por ello, las asociaciones del sector abogaban por la relegación de estos sistemas retributivos a casos especiales, como podían ser las instalaciones aisladas, y la incorporación de una estrategia de apoyo basada en un sistema de tarifas reguladas.

2004-2007. EL INICIO DE LA EXPANSIÓN FOTOVOLTAICA

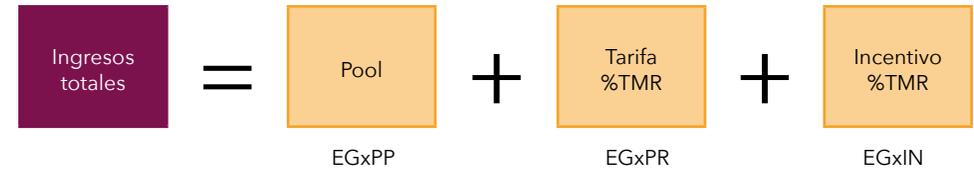
Esta exigencia por parte del mercado de una normativa retributiva estable que confiriera una mayor seguridad al sector vino dada por el RD 436/2004.

En este Real Decreto se establecían dos sistemas retributivos opcionales basados ambos en un sistema de incentivos que pivotaba sobre la Tarifa Media de Referencia (TMR) que se estableciese para dicho año.

OPCIÓN 1: TARIFA REGULADA



OPCIÓN 2: VENTA A MERCADO



Donde:
EG: Energía generada, en MWh
PP: Precio del "pool", en €/MWh
PR: Tarifa, en €/MWh
IN: Incentivo, en €/MWh

La Tarifa Media de Referencia venía definida en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de

abastecimiento y era aquella que se imputaba a los consumidores con el objetivo de cubrir los costes del sistema. La TMR se establecía anualmente vía Orden Ministerial fijándose, durante el periodo comprendido entre 2004 y 2006, en los siguientes importes: 2004 (7,2072c€/kWh), 2005 (7,3304 c€/kWh), 2006 (7,6588 c€/kWh). Por su parte, el volumen de la tarifa, el incentivo o la tarifa regulada dependía del tamaño de la instalación, favoreciendo a aquellas de menor tamaño.

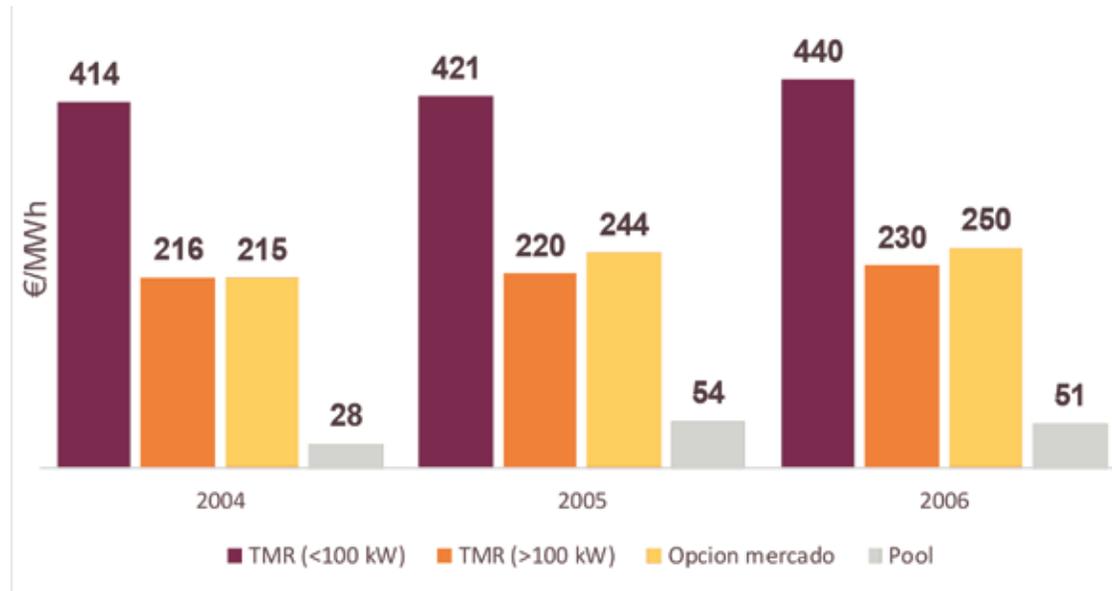
RÉGIMEN ECONÓMICO DEL RD436/2004

Tiempo de vida	Opción 1: Tarifa Regulada		Opción 2: venta a mercado	
	Tarifa regulada (% sobre TMR)		Tarifa	Incentivo
	P < 100 kW	P > 100 kW	(% sobre TMR)	(% sobre TMR)
< 25 años	575%	300%	250%	10%
> 25 años	460%	240%	200%	10%

Fuente: RD5436/2004

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

● EVOLUCIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DEL RD436/2004 2004-2006 Y CONTRASTE CON EL PRECIO DEL MERCADO



Fuente: Elaboración propia

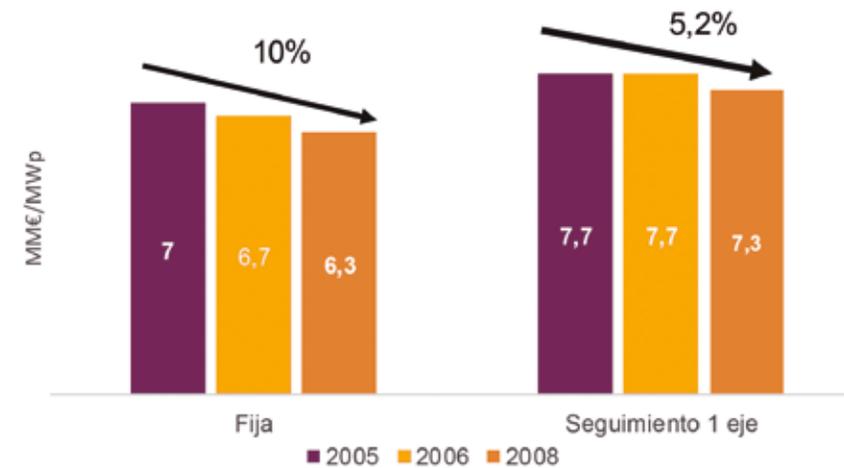
Resultado de este Decreto fue un ligero aumento del número de proyectos y del tamaño medio de los mismos, así como la entrada de financiación privada, lo que redujo la necesidad de subvenciones para instalaciones conectadas.

Sin embargo, con todo, este documento no llegó a dar solución a multitud de pro-

blemas en los aspectos técnicos y administrativos, como la ausencia de la generación eléctrica solar en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, las dificultades del conexionado a media tensión, la falta de una normativa estatal que regulara el acceso, la conexión y el vertido a la red de la energía de las instalaciones fotovoltaicas grandes, la complejidad de las tramitaciones, etc.

Asimismo, los costes de la tecnología eran todavía muy elevados y las inversiones no terminaban de resultar atractivas, máxime en un entorno pre-crisis con tasas de rentabilidad muy altas en todo tipo de inversiones. El siguiente gráfico basado en dossieres elaborados entre 2005 y 2008 por el IDAE, muestra los costes estimados de diversas instalaciones tipo.

● EVOLUCIÓN DEL COSTE DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ENTRE 2005 Y 2008 (MME/MWP)



Fuente: IDAE, "El Sol puede ser tuyo" años 2005, 2006 y 2008

Otra consecuencia del decreto RD436/2004, fue una considerable inflación de peticiones de puntos de conexión y permisos administrativos, muchas de ellas sin intención de realizar ningún proyecto a corto o medio plazo, lo que bloqueaba tanto a los generadores interesados como a la administración

competente, impidiendo trabajar de manera eficiente a quien realmente tenía un proyecto detrás de esas peticiones.

En el año 2005 se publica el primer Plan de Energías Renovables (PER), en sustitución del anterior Plan de fomento a las Energías

Renovables. En él se establecen los objetivos de crecimiento e implantación de las renovables hasta 2010, en línea con las decisiones que se estaban tomando a nivel europeo. En este plan la fotovoltaica ya se empieza a contemplar de manera objetiva como una fuente de generación a tener en cuenta en el mix energético.

● OBJETIVOS DE POTENCIA 2005-2010. PER

Tecnología	2004	Prev 2010	Var.
Hidráulica (Potencia >50MW)	13.521	13.521	0
Hidráulica (Potencia entre 10 y 50MW)	2.897	3.257	360
Mini hidráulica (Potencia <10MW)	1.749	2.199	450
Eólica	8.155	20.155	12.000
Biomasa	344	2.039	1.695
Biogás	141	235	94
Solar Fotovoltaica	37	400	363
Solar Termoeléctrica	0	500	500
Residuos Sólidos	189	189	0
Total	27.033	42.495	15.462

Fuente: PER 2005-2010

2007-2010. LA EXPANSIÓN DE LA FOTOVOLTAICA

Para dar cumplimiento a estos objetivos y en vista de que el desarrollo de algunas tecnologías estaba siendo menor del espe-

rado, en 2007 se redactó el RD 661/2007 el cual derogaba el RD436/2004.

Bajo este marco se estableció un sistema de incentivos que pretendía ser el impulso definitivo para el desarrollo de la fotovoltaica.

$$\text{Ingresos totales} = \text{Tarifa} \times \text{EGxPR}$$

Donde:
EG: Energía generada, en MWh
PP: Tarifa, en €/MWh

Nuevamente el volumen de la tarifa, dependía del tamaño de la instalación que fuese

a ponerse en marcha, favoreciéndose las pequeñas instalaciones sobre el resto:

● RÉGIMEN ECONÓMICO RD 661/2007

Tarifa regulada		
Tipo de instalación	Tarifa (€/MWh)	
	< 25 años	> 25 años
P < 100 kW	440	352
100 kW < P < 10 MW	418	334
10 MW < P < 50 MW	230	184

Fuente: RD 661/2007

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

Asimismo, se efectuaron cambios adicionales en el sistema de remuneraciones, ligando la retribución del régimen especial a la evolución del IPC, en vez de a la Tarifa Media de Referencia. De este modo, al ser el IPC un parámetro oficial, ofrecía mayor estabilidad al sector. Así, durante los primeros 4 años las tarifas se actualizarían en base a IPC-0,25% y posteriormente a una tasa equivalente al IPC-0,5%. De igual forma, las plantas cobrarían tarifa regulada durante toda la vida útil de la instalación, aunque a partir del vigesimosexto año, esta se vería reducida un 20%.

Adicionalmente, con este RD también se estableció la obligatoriedad de aportar un aval de 500 €/kW para instalaciones fotovoltaicas.

Las condiciones establecidas en este Real Decreto se mantendrían hasta la instalación de una potencia límite de 371 MW, basado en el objetivo propuesto para 2010 en el PER de 2005.

En caso de que se alcanzara el 85% de esta potencia instalada, se establecería un plazo de 12 meses durante el cual las plantas que se inscribieran en el registro ministerial cobrarían la opción de tarifa. En este sentido, el límite de los 371 MW se alcanzó apenas tres meses después de haberse publicado esta norma. No obstante, las comunidades autónomas tenían competencia directa sobre las autorizaciones administrativas, de forma que cuando este límite se alcanzó, existía un ingente número de parques en fase de ejecución que debían ser terminados.

Así, el 28 septiembre de 2008, cuando acababa el plazo máximo de inscribirse al registro bajo remuneraciones especiales, se habían instalado más de 2.700 MW.

El RD 661/2007 establecía que cuando se alcanzase el límite de potencia se instrumentaría un nuevo marco regulatorio de aplicación a las nuevas instalaciones. Ante esta necesidad surge el RD 1578/2008, planteado con el objetivo de ofrecer un marco regulatorio sostenible hasta el año 2011, dado que para 2010 se esperaba la publicación del PER 2011-2020. Dada la experiencia obtenida en el último año, la necesidad de realizar revisiones tarifarias en periodos más cortos se hizo evidente, con lo que en el nuevo decreto se programan unas revisiones que permitieran ajustar las tarifas a la evolución del mercado en el contexto internacional. Para ello se estableció un sistema de cupos trimestrales de potencia y de tarifas decrecientes.

$$\text{Ingresos totales} = \text{Tarifa} \times \text{EGxPR}$$

Donde:
EG: Energía generada, en MWh
PP: Tarifa, en €/MWh

Las tarifas propuestas en este Real Decreto dependían de la ubicación de la instalación. Así se establecieron dos categorías:

- Instalaciones tipo I son todas aquellas ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones
- Instalaciones tipo II son las ubicadas en suelo.

● RÉGIMEN ECONÓMICO RD 1578/2008

Tarifas 1Q/2009		
Tipo de instalación		Tarifa (€/MWh)
		< 25 años
Tipo I	P < 20 kW	440
	P > 20 kW	418
Tipo II		230

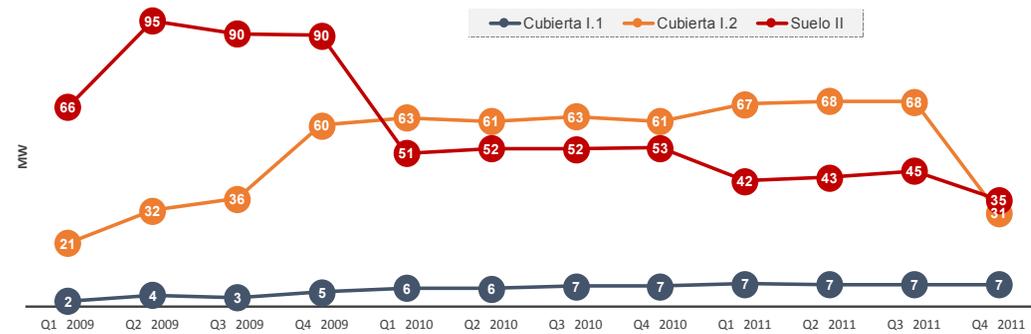
Fuente: RD 1578/2008

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

La nueva normativa implicaba una reducción global de las tarifas del 29%, mientras que año a año se estimaba una reducción de las tarifas de entre 5% y 11,5%, en función de lo que se cubrieran los cupos. En este sentido, estableció un nuevo cupo máximo de potencia anual instalada de 500 MW, con un tamaño máximo de planta de 10 MW.

La autorización de las inscripciones al registro comenzó con mucho retraso, con lo que en el año 2009 la potencia instalada fue muy baja. En el año 2010 se cubrió todo el cupo para cada una de las convocatorias en las instalaciones de suelo, con lo que las tarifas para suelo en el año 2011 se redujeron un 13,9%.

POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA 2009-2011



Fuente: Elaboración propia a partir de Registros oficiales del Ministerio

2010 PRIMEROS RECORTES RETROACTIVOS.

A partir de 2009 se sucedieron una serie de medidas que castigaban al sector renovable de manera desmesurada. En noviembre de 2010 aparece el Real Decreto 1565/2010, que modifica el período de vida retributiva

de las instalaciones, acortando sensiblemente sus perspectivas, en diciembre de ese mismo año se publicó el RD-Ley 14/2010, por el cual se limitaban las horas de producción a partir de energía fotovoltaica, de manera que la energía generada a partir de ese límite no recibía ningún tipo de remuneración especial, cobrando únicamente el precio de mercado.

LIMITACIÓN DE HORAS COYUNTURAL 2011-2013

Limitación de horas 2011-2013	
Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Fija	1250
Seguimiento 1 eje	1644
Seguimiento 2 eje	1707

Fuente: RDL 14/2010

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

El efecto de esta medida fue una reducción media del 25% de los ingresos percibidos por las instalaciones fotovoltaicas durante los ejercicios 2011 y 2012.

En el año 2011, siguiendo con esta línea de medidas, se publicó el RD 1544/2011, en el que se establecía, para todos los productores, un peaje de acceso a las redes de distribución y transporte. Se trataba de un peaje a la generación, con un coste de 0,5€/MWh. En enero de 2012 se publica el RD-L 1/2012, en el que se establece la suspensión de todas las tarifas a las fuentes de generación sujetas a régimen especial, salvo las que estaban en fase de ejecución. La publicación de este Real Decreto-ley supuso la paraliza-

ción de todo nuevo proyecto de planta en suelo hasta mediados de 2017, año en el que se aprobaron las subastas renovables.

La aprobación de esta moratoria choca frontalmente con los objetivos de penetración de las renovables que se exponían en el segundo Plan de Energías Renovables, elaborado por el IDAE y aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011. Este documento indicaba la necesidad de incrementar más de un 60% el parque renovable en apenas 10 años, algo imposible a tenor tanto de la inseguridad jurídica que comenzaba a imperar en el sector como de la moratoria establecida.

A mayor abundamiento, a finales de diciembre de 2012 se aprobó la Ley 15/2012, en la que se estableció un impuesto que gravaba con una tasa del 7% todos los ingresos brutos percibidos por las instalaciones de generación, para los propietarios fotovoltaicos, una reducción media de los ingresos superior a los 200 millones de euros anuales.

Por si todas las anteriores medidas no habían sido suficientemente duras con el sector, en el año 2013 se publicó el RDL 2/2013, en el que corrigió el mecanismo de actualización anual de las tarifas reguladas, sustituyendo el Índice de Precios al Consumo (IPC) por un índice específico aplicado al sector eléctrico (IPC-IC) que, a efectos prácticos, supuso actualizar los precios con índices negativos.

En concreto, la modificación del parámetro de actualización supuso, no solo una minoración de los ingresos esperados inicialmente por las instalaciones -el IPC utilizado inicialmente era de 347,5 puntos básicos frente a los 47,5 puntos básicos del IPC-IC-, sino que la retribución total del ejercicio fuese inferior a la del ejercicio 2012 al ser negativa la actualización neta final -2,8 puntos básicos-. Así, el efecto global de esta reforma se tradujo en una reducción anual de unos 300 millones de euros en las tarifas reguladas. La siguiente tabla muestra cual ha sido la evolución de las distintas tarifas fotovoltaicas entre los años 2008 y 2013 (año de inicio de la reforma energética).

● OBJETIVOS DE POTENCIA 2011-2020. PER

Tecnología	2010	Prev 2015	Prev 2020
Hidráulica	13.226	13.548	13.861
Geotérmica	0	0	50
Mareomotriz	0	0	100
Eólica	20.744	27.869	35.750
Biomasa	533	817	1.350
Biogás	115	125	200
Solar Fotovoltaica	3.787	5.416	7.250
Solar Termoeléctrica	632	3.001	4.800
Residuos Sólidos	177	220	400
Total	39.214	50.996	63.761

Fuente: PER 2011-2020

2013 EN ADELANTE. LA REFORMA ENERGÉTICA

En julio de 2013 se publicó el RD-L 9/2013 que habilitó al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico -que posteriormente se instrumentaría mediante el RD 413/2014- y sustituir el sistema de tarifas reguladas del RD 661/2007. De igual forma, a finales de ese mismo año se publicó la Ley 24/2013 que derogaba la ley anterior (Ley 54/1998) y desarrollaba los principios expuestos en el RD-L 9/2013

Al año siguiente se publicaron el RD 413/2014 y su orden de acompañamiento, la Orden IET 1045/2014. En el primero, se desarrolla el concepto de rentabilidad razonable, que se había introducido en

el RD-L 9/2013, y que afecta a todas las instalaciones sujetas a régimen especial, mientras que en la orden se establecen los parámetros retributivos aplicables a dicho sistema.

El nuevo marco regulatorio estableció que la retribución para instalaciones de régimen especial consistiría en la percepción del precio de mercado obtenido de la venta de energía y, adicionalmente, de una retribución específica formada por dos componentes: un término por unidad de potencia, para cubrir, cuando proceda, los costes de inversión no recuperados por la venta de energía y un término de operación para cubrir, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por participación en el mercado de dicha instalación.

$$\text{Ingresos totales} = \text{Ingresos por venta de energía al "pool" (RM)} + \text{Ingresos por Retribución Específica (RRE)}$$

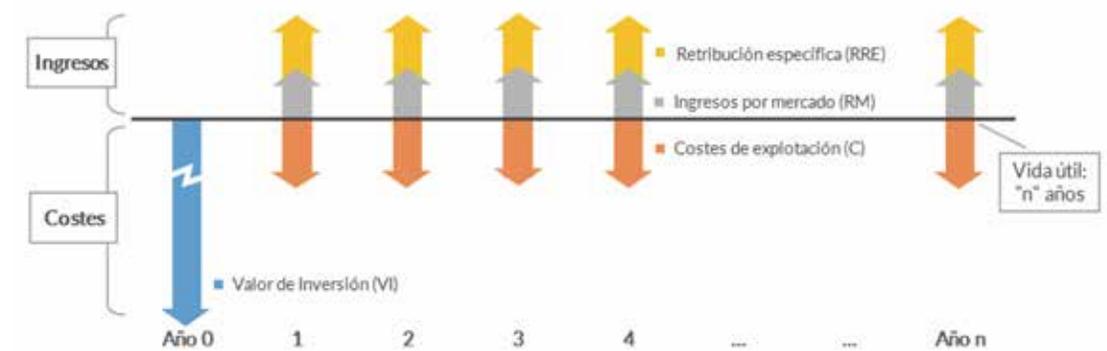
$\text{EGxPP} \qquad \qquad \qquad \text{Rinv} \times \text{Pn} + \text{Ro} \times \text{EG}$

Donde:
EG: Energía generada, en MWh
PP: Precio del "pool", en €/MWh
Rinv: Retribución a la inversión, en €/MW
Pn: Potencia nominal, en MW
Ro: Retribución a la operación, en €/MWh

Además, como ya se ha indicado, esta norma introdujo el concepto de rentabilidad razonable, calculada como la suma del rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años en los últimos diez años más un diferencial de 300 puntos básicos (en la actualidad esa rentabilidad se ha fijado en el 7,39%).

En términos financieros, la tasa de rentabilidad razonable es el valor de la tasa interna

de retorno (TIR) con la que se descuentan los flujos de fondos que tienen lugar durante la vida del proyecto para que el valor actual neto (VAN) de los mismos -incluyendo el coste de inversión inicial- sea nulo. A modo de ilustrativo, se presentan en el siguiente esquema los flujos de ingresos y costes de un proyecto para una instalación tipo a lo largo de su vida útil:



Por tanto, si el propietario de la instalación lleva a cabo una inversión ("VI") en el año 0, y posteriormente, durante cada uno de los años de funcionamiento de la instalación tiene unos costes de explotación ("C") y percibe unos ingresos por su participación en el mercado ("RM"), entonces el término de retribución específica ("RRE"), adicional al del mercado, se calcula precisamente para

alcanzar la TIR o tasa de rentabilidad razonable requerida, en el entorno del 7,5%.

Pero todos estos números no eran mas que una teoría que en la práctica estaba muy lejos de verificarse y las rentabilidades, en especial de las instalaciones fotovoltaicas en manos de familias y pequeñas iniciativas, estaban muy lejos de ese planteamiento.

Los cambios retroactivos sufridos por el sector fotovoltaico español han supuesto la necesidad de refinanciar hasta los 18 años con lo que, estas familias empezarán a recibir el retorno de la inversión dentro de 8 ejercicios adicionales a los 10 previstos por el Estado cuando les propuso estas inversiones.

En el caso de los pequeños productores fotovoltaicos, la tasa de rentabilidad razonable establecida (7,39%) nunca se ha alcanzado, ni siquiera se ha estado cerca, ya que al tratarse de iniciativas de particulares retribuyeron a toda la cadena en el primer momento (Ingenierías, promotores, instaladores, etc.) sin poder internalizar ningún proceso ni lograr beneficio alguno de economía de escala. Además, en general, se financiaron con tipos de interés muy altos, soportando derivados financieros y aportando garantías personales e hipotecarias propias y de terceros. Las familias fotovoltaicas no tienen la posibilidad de compensar pérdidas porque no forman parte de un grupo de empresas, no tienen la opción de repercutir el impacto fiscal del impuesto del 7% a la generación y ni siquiera pueden beneficiarse de su propio know how, al ser familias cuya actividad es exclusivamente de micro generación.

TEXTOS REGULATORIOS CONTRARIOS A LOS INTERESES DE LOS PRODUCTORES FOTOVOLTAICOS:

- Noviembre de 2010. **Real Decreto 1565/2010**. Se modifica el período de vida retributiva de las instalaciones.
- Diciembre 2010. **Real Decreto Ley 14/2010**: Esta norma introdujo una limitación al número de horas (y por tanto a la producción) con derecho a percepción de tarifa regulada durante el periodo comprendido entre 2011 y 2013, ambos incluidos. En términos absolutos esta limitación de horas redundó en una caída media de los ingresos brutos de los parques del 30%.
- Diciembre 2012. **Ley 15/2012**: Establece un impuesto del 7% a los ingresos brutos de los generadores de electricidad, con la consecuente merma de ingresos y de rentabilidad de los proyectos.
- Febrero de 2013. **Real Decreto Ley 2/2013**: Este Real Decreto Ley modificaba la actualización de la retribución de las instalaciones, ligándolas al IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Como resultado, la retribución cayó, aproximadamente, un 3% por ejercicio.
- Julio 2013. **Real Decreto Ley 9/2013**: Este texto supuso un cambio significativo en el régimen jurídico y económico de todas las plantas fotovoltaicas puestas en servicio hasta la fecha derogando los reales decretos que les habían dado origen. Bajo el nuevo sistema, los productores renovables dejaron de percibir por la energía que producían, para empezar a cobrar fundamentalmente, por la potencia que tenían instalada, todo ello con el objeto de garantizar una supuesta "rentabilidad razonable".
- Diciembre 2013. **Ley 24/2013**: Refrenda lo establecido en el **Real Decreto Ley 9/2013** a incluir dentro de su articulado que el régimen económico se basará en una tasa de rentabilidad razonable y unos estándares de retribución.
- Junio de 2014. **RD 413/2014** y Orden **IET/1045/2014**: Estas normas dieron cumplimiento a lo establecido por el **Real Decreto Ley 9/2013**. Supuso un nuevo recorte de hasta el 50% a los pequeños productores fotovoltaicos.

2017 LAS NUEVAS SUBASTAS RENOVABLES

Los continuos cambios regulatorios retroactivos y la moratoria renovable socavaron el interés de los inversores en las energías renovables que ante la inseguridad jurídica del sector renovable español, decidieron derivar sus inversiones a sectores y países con una regulación más estable. Esta parálisis podría derivar en incumplimiento de los objetivos de penetración de renovables adquiridos con Europa. Para paliar esta situación y aprovechando la reducción de costes de las tecnologías de estos últimos años, el gobierno estableció un sistema de subastas que tenía como objetivo la puesta en marcha de nuevas instalaciones.

El concepto sobre el que gira la subasta es el valor inicial de inversión, factor crítico

● CONVOCATORIA DE SUBASTAS RENOVABLES REALIZADAS EN 2016 Y 2017

Datos en MW	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	Total
Año convocatoria	2016	2017	2017	
Eólica	500	2.979	1.128	4.607
Biomasa	200	20	-	220
Fotovoltaica	-	1	3.903	3.904
Total	700	3.000	5.031	8.731

Fuente: Informes de supervisión de las subastas para la asignación del régimen retributivo específico publicados por la CN

para definir la Retribución a la Inversión. El Gobierno establece un valor de inversión inicial por cada unidad de potencia subastada. Los participantes pujan ofertando en la subasta un porcentaje de reducción de dicho valor de inversión inicial. El resultado de la subasta es un porcentaje de reducción del valor de inversión inicial, y esta reducción supone también la reducción del término de Retribución a la Inversión asociado a la Retribución Específica durante toda la vida útil de la instalación.

Hasta la fecha se han convocado tres subastas renovables en las que se ha adjudicado la siguiente potencia por tecnología. Toda esta nueva potencia renovable adjudicada debe estar operativa antes de que finalice el año 2020:

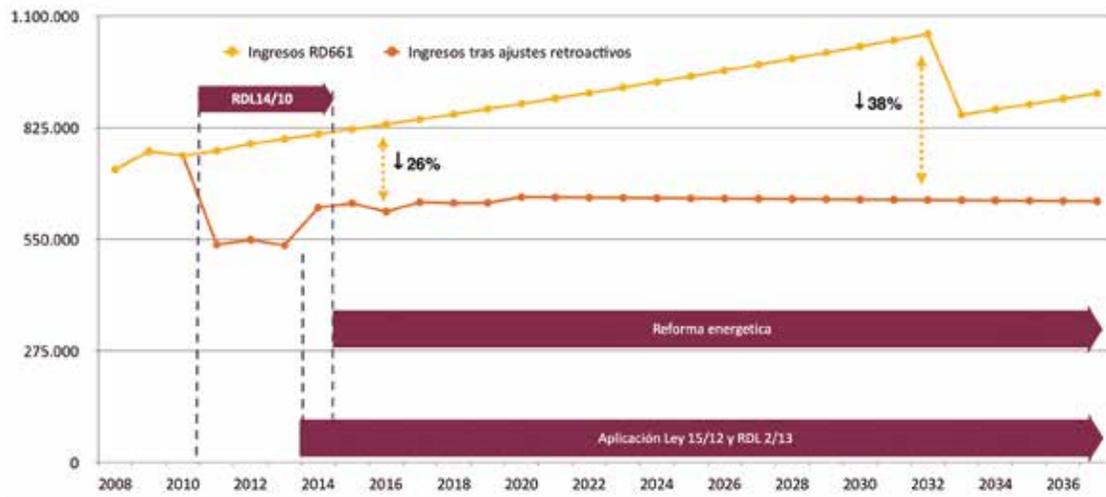
En todas estas convocatorias, los porcentajes de reducción ofertados por los participantes han sido tan elevados que el valor de inversión resultante de la subasta da lugar a que la Retribución por Inversión, uno de los términos de la retribución específica, sea nula.

LA EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS DE LOS PRODUCTORES. EJEMPLO TIPO

Todos los impactos normativos sufridos por los productores han redundado en una reducción significativa de sus ingresos totales. En efecto, los distintos ajustes

PRINCIPALES HIPÓTESIS	
Potencia nominal	1.000 kW
Tecnología	fija
Año puesta en marcha	2.008
Horas de producción anual	1.640
Degradación anual	0,5%
Tarifas 2008-2013	Ordenes de peajes 2009-2013
Código IT	IT-00048
Pool 2014-adelante	Orden ETU 130/2017
Ingresos RRE 2013-2016	IET 1045/2014
Ingresos RRE 2017-adelante	Orden ETU 130/2017
Peaje a la generación	0,5€/MWh
Impuesto sobre la producción	7%

aprobados desde 2010 han supuesto una minoración significativa de los ingresos de los propietarios renovables. El resumen de estos impactos se puede observar a través del siguiente ejemplo basado en una instalación tipo con las siguientes características. Pero todos estos números no eran más que una teoría que en la práctica estaba muy lejos de verificarse y las rentabilidades, en especial de las instalaciones fotovoltaicas en manos de familias y pequeñas iniciativas, estaban muy lejos de ese planteamiento.



Como se puede observar, el efecto de las medidas retroactivas tiene un impacto muy significativo sobre los ingresos de las instalaciones. En términos generales el sector fotovoltaico ha visto cómo sus ingresos medios disminuirán más de un 25% respecto del momento inicial de la inversión, llegando en casos a disminuir un 53%.

4.2.

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA, DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Respecto a las necesidades energéticas de nuestro País, en relación al ejercicio 2017, la demanda de energía eléctrica mantiene el crecimiento positivo, que comenzó en 2015,

tras superar la crisis económica.

En 2017 las necesidades energéticas de España se situaron en 268.505 GWh, lo que supone un aumento en demanda de energía del 1,3% respecto al año anterior. La siguiente tabla muestra el balance eléctrico anual del año 2017.

BALANCE ELÉCTRICO ANUAL 2017⁽¹⁾

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	% 17/16	GWh	% 17/16	GWh	% 17/16
Hidráulica	20.210	-48,4	3	-15,3	20.213	-48,4
Nuclear	54.825	-2,3	-	-	54.825	-2,3
Carbón	43.345	23,2	2.610	13,3	45.955	22,6
Fuel/gas ⁽²⁾	-	-	7.028	3,9	7.028	3,9
Ciclo combinado ⁽³⁾	35.459	38,0	3.441	-3,7	38.901	32,9
Hidroeléctrica	-	-	21	15,0	21	15,0
Eólica	46.550	-1,6	392	-1,5	46.942	-1,6
Solar fotovoltaica	7.945	4,8	405	1,7	8.350	4,7
Solar térmica	5.375	6,0	-	-	5.375	6,0
Otras renovables ⁽⁴⁾	3.610	5,8	10	-3,3	3.621	5,7
Cogeneración	28.055	8,4	35	2,3	28.090	8,4
Residuos	3.164	1,4	303	11,6	3.467	2,2
Generación	248.538	0,0	14.249	3,4	262.788	0,2
Consumos en bombeo	-3.503	-27,3	-	-	-3.503	-27,3
Enlace Península-Baleares ⁽⁵⁾	-1.173	-6,2	1.173	-6,2	0	-
Saldo intercambios internacionales ⁽⁶⁾	9.220	20,3	-	-	9.220	20,3
Demanda (b.c.)	253.082	1,2	15.422	2,6	268.505	1,3

[1] Asignación de unidades de producción según combustible principal. [2] En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. [3] Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal. [4] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. [5] Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. [6] Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Los valores de incrementos no se calculan cuando los saldos de intercambios tienen distinto signo. // Datos provisionales: cierre de año con datos estimados el 13 de diciembre.

Fuente: Red Eléctrica de España

Sin embargo la generación solo creció un 0,2% durante el año 2017, por lo que el sistema eléctrico nacional necesariamente tuvo que realizar un intercambio energético con otros países, importando finalmente 9.220 GWh de energía eléctrica.

Recordemos en este punto, que excepto este 2017 que se analiza y el pasado 2016, los últimos años desde 2004, España ha tenido una tendencia exportadora de energía respecto a otros países. La siguiente gráfica muestra los saldos energéticos del año 2017, respecto a los países del entorno.

SALDOS DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

GWh

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2013	1.708	-2.777	-287	-5.376	-6.732
2014	3.567	-903	-235	-5.836	-3.406
2015	7.324	-2.266	-264	-4.927	-133
2016	7.802	5.086	-278	-4.942	7.667
2017	12.682	2.617	-237	-5.841	9.220

Saldo positivo: importador; saldo negativo: exportador.

Fuente. Red Eléctrica de España

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

El año 2017 se cierra con una potencia instalada de 104.517 MW, lo que implica un descenso de potencia instalada respecto al año anterior, en concreto este descenso se sitúa en un -0,6%.

La continuada contención de las energías renovables en España, ocasionada por los continuos cambios normativos, que aminoran cada vez más las retribuciones a estas tecnologías, unido al cierre definitivo de la central nuclear Santa María de Garoña de 455 MW, han ocasionado este descenso en la potencia instalada del país.

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE DE 2017

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 17/16	MW	% 17/16	MW	% 17/16
Hidráulica	20.331	-0,1	1	0,0	20.332	-0,1
Nuclear	7.117	-6,0	-	-	7.117	-6,0
Carbón	9.536	0,0	468	0,0	10.004	0,0
Fuel / gas	0	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.863	-0,2	142	-9,2	23.005	-0,3
Solar fotovoltaica	4.431	0,1	244	0,0	4.675	0,1
Solar térmica	2.299	0,0	-	-	2.299	0,0
Otras renovables (1)	743	0,0	5	0,0	748	0,0
Cogeneración	6.373	-0,7	44	0,0	6.417	-0,7
Residuos	670	-1,1	77	0,0	747	-1,0
Total	99.311	-0,6	5.206	-0,3	104.517	-0,6

[1] Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. // Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Fuente. Red Eléctrica de España

COBERTURA DE LA DEMANDA

Respecto a la cobertura peninsular en 2017, la tecnología nuclear y eólica, son las que más aportan a la cobertura de la de-

manda energética nacional, con un 21,5%, y un 18,2% respectivamente. La siguiente gráfica muestra la cobertura de la demanda eléctrica, por tecnologías, durante el año 2017.



Fuente: Red Eléctrica de España

Aproximadamente el 4% de la demanda se ha cubierto con energía importada de otros países, lo que es un auténtico drama, teniendo en cuenta el importante parón y bloqueo que sufren tecnologías como la solar fotovoltaica, y la biomasa, ambas con un enorme potencial en el país.

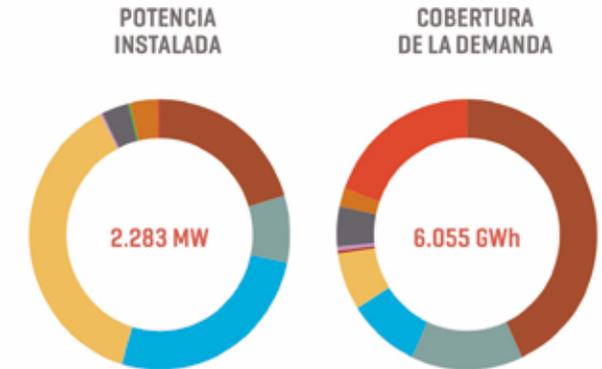
A consecuencia de este bloqueo en algunas tecnologías renovables, la extrema sequía que afecta gravemente a la producción hidráulica, y una menor generación eólica respecto al año anterior, la cobertura de demanda satisfecha por las energías renovables durante este 2017, ha disminuido respecto a años anteriores.

Como se puede apreciar, la cobertura de la demanda no peninsular, tiene sus propias particularidades, en lo que a tecnologías de aporte energético se refiere, en la siguiente gráfica se observa que tecnologías como el carbón, los motores de diésel, los ciclos combinados y las turbinas de vapor satisfacen mayoritariamente la demanda que se produce en las islas:

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y COBERTURA DE LA DEMANDA A 31 DE DICIEMBRE DE 2017

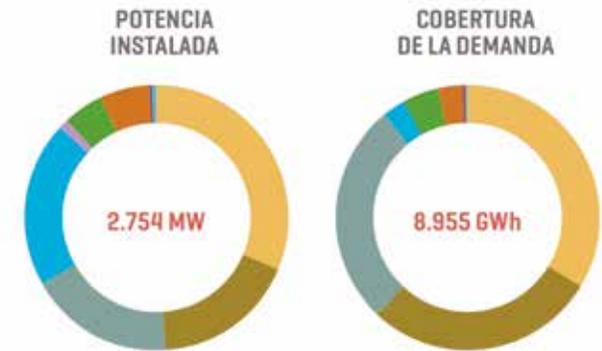
BALEARES

Tecnología	POTENCIA (MW)	COBERTURA (GWh)
Carbón	20,4	43,3
Motores diésel	8,0	13,8
Turbina de gas	26,5	8,8
Ciclo combinado	37,6	7,0
Generación auxiliar	0,0	0,2
Cogeneración	0,5	0,6
Residuos	3,3	4,8
Eólica	0,2	0,0
Solar fotovoltaica	3,4	2,1
Otras renovables	0,1	0,0
Enlace Península-Baleares	-	19,4



CANARIAS

Tecnología	POTENCIA (MW)	COBERTURA (GWh)
Ciclo combinado	31,5	33,7
Turbina de vapor	17,5	28,3
Motores diésel	18,0	27,4
Turbina de gas	20,2	2,8
Cogeneración	1,2	0,0
Eólica	5,0	4,4
Solar fotovoltaica	6,1	3,1
Otras renovables	0,1	0,1
Hidroeléctrica	0,4	0,2
Hidráulica	0,0	0,0



Fuente: Red Eléctrica de España

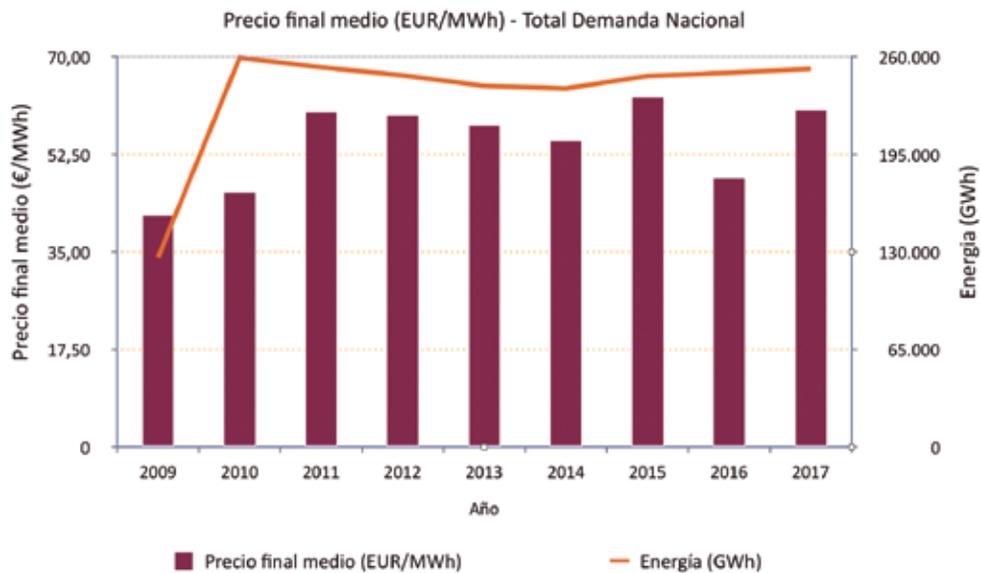
EL PRECIO DE LA ENERGÍA Y LA COMERCIALIZACIÓN

Respecto a la energía final en el mercado eléctrico (suministro de referencia más contratación libre), en el año 2017 la energía final fue superior a la del año anterior en un 1,1%.

Por otro lado, el precio medio final de la

energía en el mercado eléctrico se situó en 2017 en 60,55 €/MWh, un incremento muy fuerte que se cifra en un 25,1% superior al precio del año precedente, que recordemos que fue el precio más bajo registrado desde el año 2010.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución interanual de la energía y precio final medio en el mercado eléctrico, en los últimos ejercicios.



Fuente: Elaboración propia

En relación a los componentes que conforman el precio medio final, a continuación, en la siguiente gráfica se detallan los mismos.



Fuente: Red Eléctrica de España

En relación a la comercialización de la energía, las empresas comercializadoras se encargan del suministro de electricidad a los clientes finales a cambio de una contra-prestación económica.

Las empresas comercializadoras adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales, para su propio consumo.

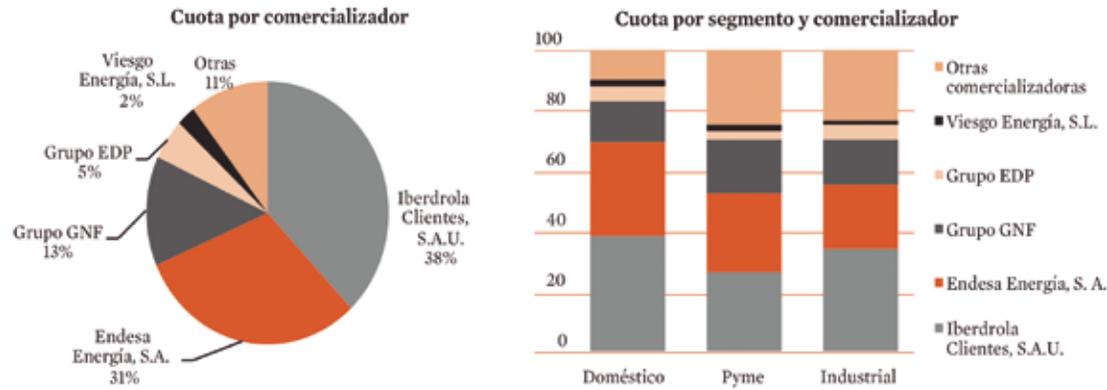
Para llevar a cabo esto, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo de los clientes, y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación, bien en el mercado diario, a plazo o bilateral.

Estas empresas deben llevar la energía al consumidor final, por lo que deben utilizar las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso.

El sistema eléctrico actual en España está formado por 29,1 millones de puntos de suministro, de los cuales 17,1 millones son suministrados a través de un comercializador en el mercado libre y 12 millones se suministran a través de algún Comercializador de Referencia.

Dentro de las más de 260 empresas comercializadoras, ocho son Comercializadoras de Referencia y el resto mercado libre.

En el mercado libre, las 5 grandes comercializadoras (Iberdrola Clientes, S.A.U., Endesa Energía, S.A., Grupo Gas Natural Fenosa, Grupo EDP y Riesgo Energía, S.L.) suministran el 89,5 por 100 de los puntos de suministro.



Fuente: Red Eléctrica de España

LA DISTRIBUCIÓN Y EL TRANSPORTE DE LA ENERGÍA

La distribución eléctrica en España, está formada por el conjunto de elementos, líneas eléctricas, transformadores y otros elementos en tensión inferior a los 220 KV, siempre que no se consideren parte integrante de la red de transporte.

Todos los anteriores elementos mencionados, tienen la funcionalidad de transmitir la energía eléctrica hasta el consumidor final.

La red de distribución está formada por aproximadamente 800.000 km de líneas eléctricas, de los que aproximadamente el 50% tienen una tensión por debajo de 1 KV. Lógicamente las líneas de distribución conectan con las de transporte, el número total de conexiones entre ellas supera el millar.

Los titulares de las redes de transporte

deben mantener las mismas, operarlas y garantizar su seguridad. Deben además garantizar el mantenimiento de una capacidad eléctrica que sea capaz de asumir, a largo plazo una demanda razonable.

En los últimos años, las empresas distribuidoras tienen también la responsabilidad de llevar a cabo la digitalización y la automatización de las redes, realizando la instalación de los contadores inteligentes, que son capaces de registrar los consumos horarios, llevar a cabo sobre ellos lecturas remotas, localizar el origen de averías, y eliminar las lecturas estimadas en las facturas.

La distribución eléctrica en España, está dominada por 5 grandes empresas. A continuación se muestra un mapa de España, donde se define por colores la presencia de estas grandes distribuidoras sobre el territorio.



Fuente: Red Eléctrica de España

Respecto al Transporte de la energía eléctrica en nuestro país, esta actividad está gestionada por Red Eléctrica de España (REE), cuyo trabajo se centra en la gestión más adecuada para que la electricidad que se produce en las centrales de generación, llegue hasta los puntos de distribución con la máxima calidad y seguridad.

Además REE es la responsable del desarrollo de la red eléctrica de transporte, de su ampliación y de su mantenimiento. También debe gestionar los intercambios eléctricos con otros países, y garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

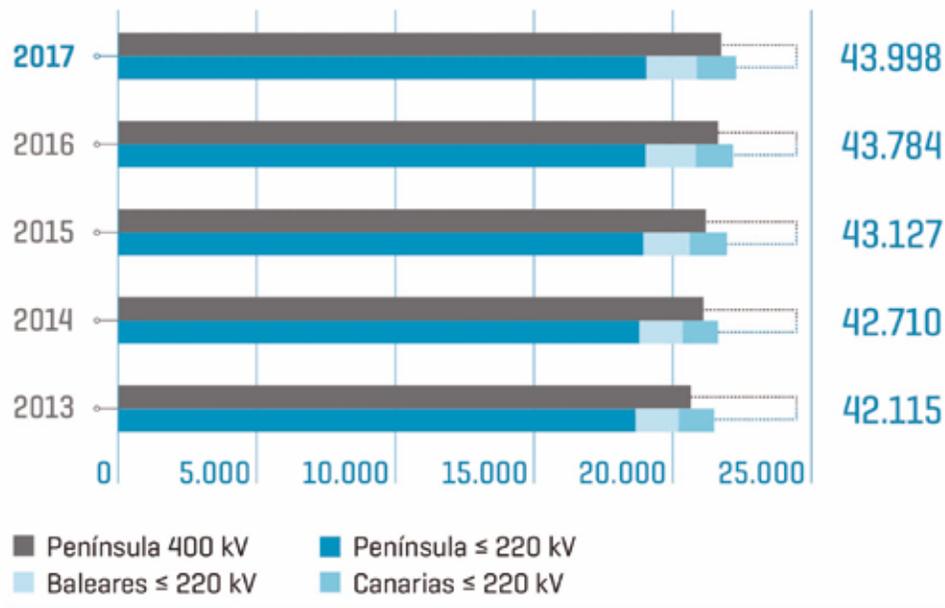
Por tanto, la red de Transporte de la energía eléctrica en España, está formada por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión igual o superior a los 220 KV, y aquellas otras instalaciones que aunque tengan una tensión inferior a los 220 KV, tienen funciones de transporte.

Durante el año 2017, la red de transporte ha aumentado su longitud en 215 km de circuito y en 1.210 MVA de capacidad de transformación, estos datos refuerzan la fiabilidad y el grado de mallado de la red de transporte para garantizar la seguridad de suministro.

La siguiente gráfica representa el desarrollo interanual de la red de transporte, en relación a los kilómetros de circuito.

EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

km de circuito



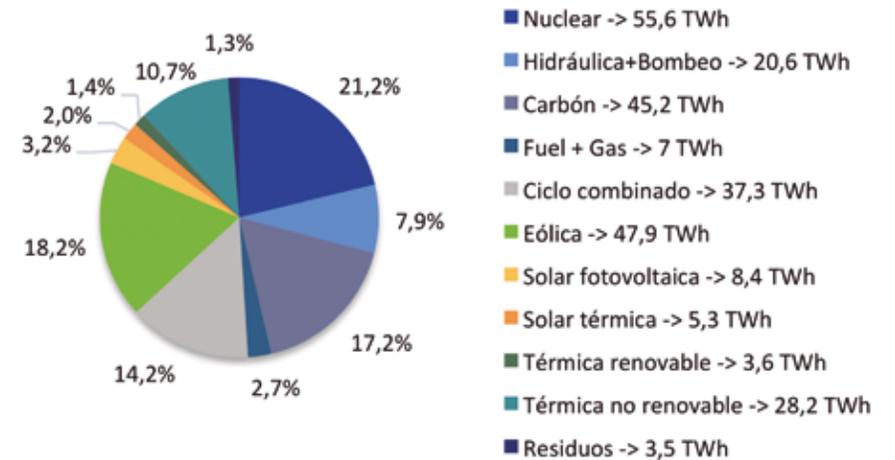
Fuente: RRE

4.3. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

MIX DE PRODUCCIÓN NACIONAL Y SU EVOLUCIÓN EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

La estructura de generación de 2017 se ha visto marcada por una baja hidraulicidad, lo que ha repercutido en un mayor peso del carbón y, sobre todo, de los ciclos combinados, respecto a años anteriores.

MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA 2017

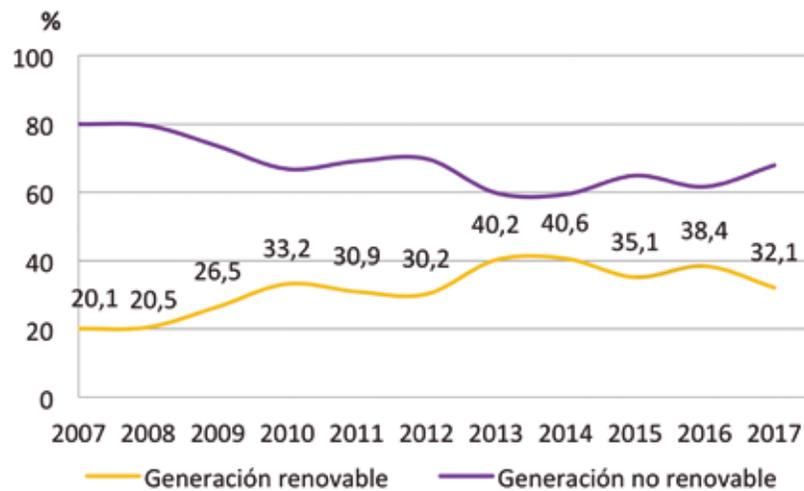


Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

A pesar del aumento de estas tecnologías, las energías nuclear y eólica han sido las líderes en el mix de generación de este año, aportando entre ambas cerca del 40% de la

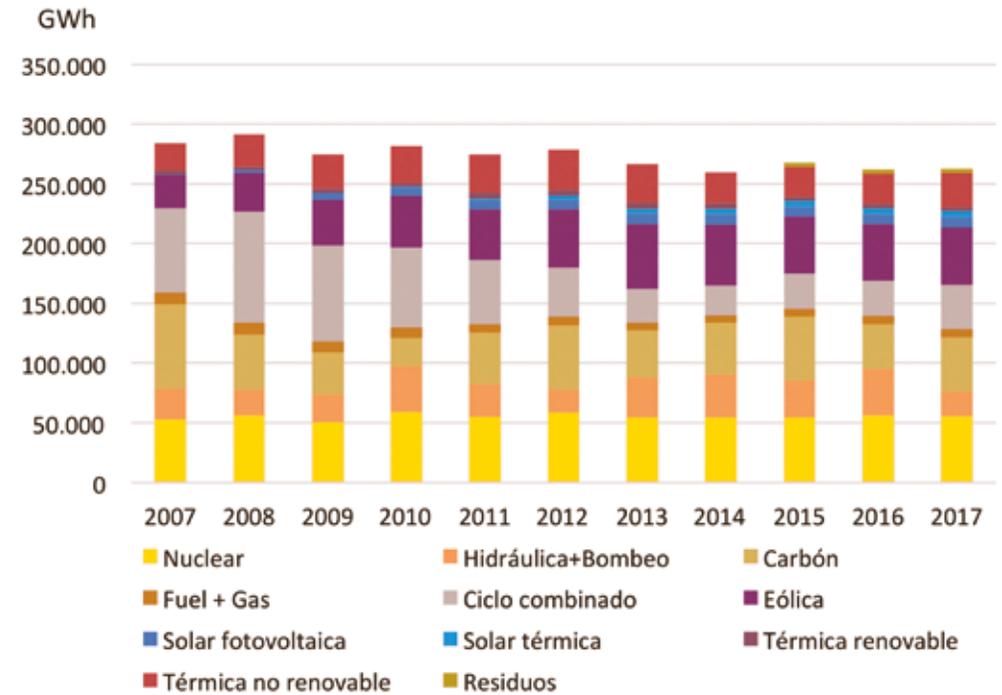
energía total. Por su parte, el conjunto de las renovables ha cubierto más del 32% de la energía generada en España.

● PORCENTAJE DE GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE EN EL 2017



La evolución de la estructura de generación en la última década ha estado marcada por la introducción y crecimiento de las nuevas energías renovables, destacando entre ellas la solar fotovoltaica y la eólica, que posee una gran presencia en el mix de producción. Así, la participación renovable en los últimos años se ha llegado a duplicar respecto a los valores de hace una década, pasando del 20% en 2007 al 40% en 2013 y 2014.

Por su parte, los ciclos combinados, con gran peso hace unos años, han seguido una tendencia decreciente desde 2008 - cuando alcanzaron su máximo con 93 TWh - interrumpida en 2017, año en el que, como se ha comentado, experimentaron un ligero aumento.



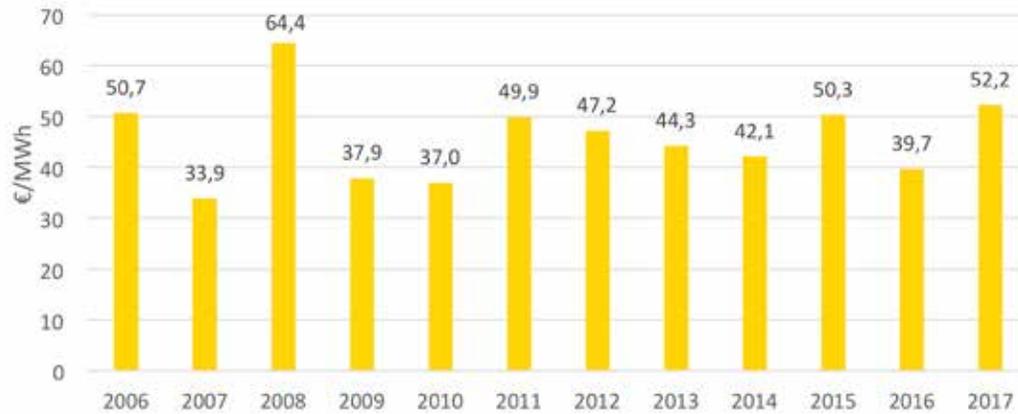
La importancia del carbón en el mix eléctrico ha fluctuado entre los 34 TWh y los 70 TWh en función de las condiciones de

hidraulicidad de cada año, que ha marcado variaciones en la generación hidráulica de casi 20 TWh entre unos años y otros.

EVOLUCIÓN DEL PRECIO ANUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

En la evolución del precio medio anual del mercado diario, muy ligado a la evolución del mix eléctrico, destacan un gran incremento de precio en 2008, y tres más suaves en 2011, 2015 y 2017.

● EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DEL MERCADO DIARIO



En 2007, la caída en picado del precio de los derechos de emisión al final de su etapa piloto ante la incertidumbre sobre la reglamentación a seguir en el siguiente período, supuso, junto con otras causas, una reducción del 33% en el precio diario de la electricidad.

A esta reducción del precio, le prosiguió una fuerte subida durante el año 2008, año en el que la actividad eléctrica en España se caracterizó por una producción de energía eléctrica en la que destaca (i) la mayor participación de los ciclos combinados de gas (+32,9%), (ii) la caída de la producción

hidráulica (-19,6%) y (iii) el aumento de la de régimen especial (+18%). Además del cambio en el mix eléctrico, posee una gran relevancia el aumento de los precios, tanto de las materias tarifas como de los derechos de emisión de CO₂, siendo el coste unitario total de los combustibles utilizados en los procesos productivos (incluido los derechos de emisión y la 2a parte del ciclo de combustible nuclear) un 70,7% superior al año anterior.

La situación se normalizó en 2009 y 2010, hasta que el vertiginoso aumento del precio del barril de petróleo, que alcanzó una subida del 40%, originó un incremento del precio medio anual del mercado en 2011.

La falta de recurso hídrico que ya se había hecho notar en 2008, fue la causa de los incrementos de precio, más sutiles, de 2015 y 2017. En estos años la contribución hidráulica disminuyó 4.1 y 6.7 puntos respectivamente, respecto al año anterior, aumentando la producción de las centrales de carbón y elevando el precio del mercado.

4.4.

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE GENERACIÓN E INYECCIÓN DE ENERGÍA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA INSTALADA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

El sector fotovoltaico en España ha estado condicionado por las diferentes regulaciones, muy fluctuantes en cuanto a los tipos de retribución, tal y como se menciona en el capítulo 3.1, lo que ha repercutido en un crecimiento dispar a lo largo de los años.

Asimismo, las diferentes normativas han marcado el tamaño de las instalaciones, predominando aquellas de baja potencia debido a una mayor cuantía de las tarifas.

La potencia fotovoltaica en España, no solo se reparte de manera asimétrica en el ámbito temporal, sino también en el ámbito territorial, a causa, fundamentalmente, de la disponibilidad del recurso solar en las distintas regiones del país.

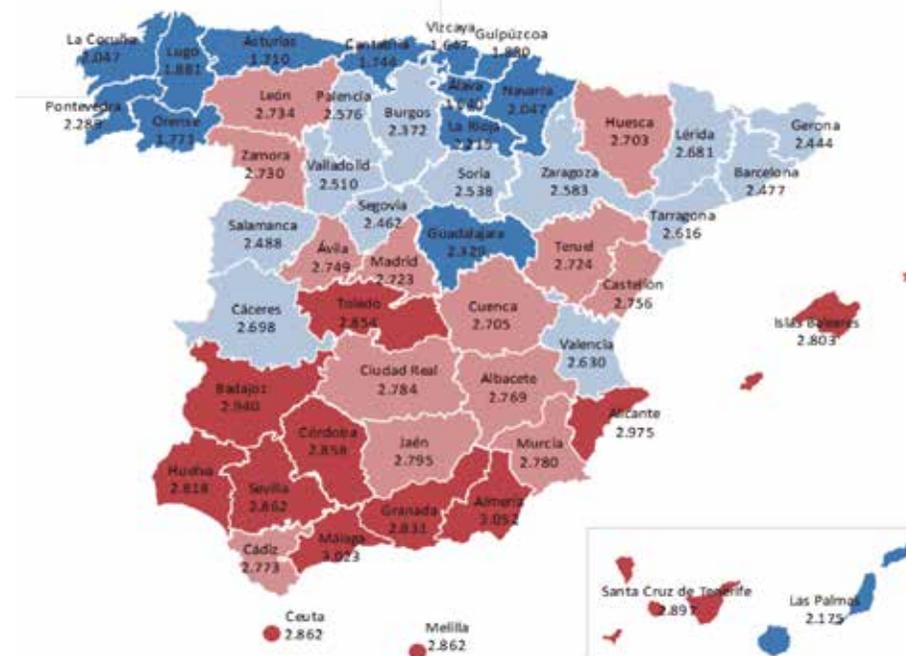
Este recurso, elevado durante prácticamente todo el año en la mayor parte del territorio, viene determinado por dos parámetros esenciales, las horas de sol y la irradiación solar. Ambos parámetros resultan, de manera general, en valores más elevados en la zona sur del país y menores en la zona norte, aunque estos valores altos de

temperatura se pueden ver afectadas por aspectos como la nubosidad o la orografía del terreno.

Las provincias con mayor número de horas de sol las encontramos en Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Valencia, Baleares y Canarias, así como las ciudades autónomas Ceuta y Melilla, llegando a rebasar las 2.800 horas anuales de sol en la mayoría de las provincias.

En la cornisa cantábrica, comunidades como el País Vasco, Asturias o Cantabria, no superan las 2.000 horas de recurso solar.

● HORAS DE SOL ANUALES



Fuente: CENSOLAR

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

Además de las horas de sol disponibles al año, es importante conocer la cantidad de energía que incide en término medio en cada provincia. En este caso, los mayores valores se registran en las provincias más meridionales de la península y en las Islas

Canarias, donde se registran niveles de irradiación entre los 1.600 y los 2.000 kWh/m². En la franja norte, sin embargo, estos valores se sitúan entre los 1.000 y 1.500 kWh/m².

● IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA ANUAL POR UNIDAD DE SUPERFICIE HORIZONTAL Y POR PROVINCIA (KWH/M2)

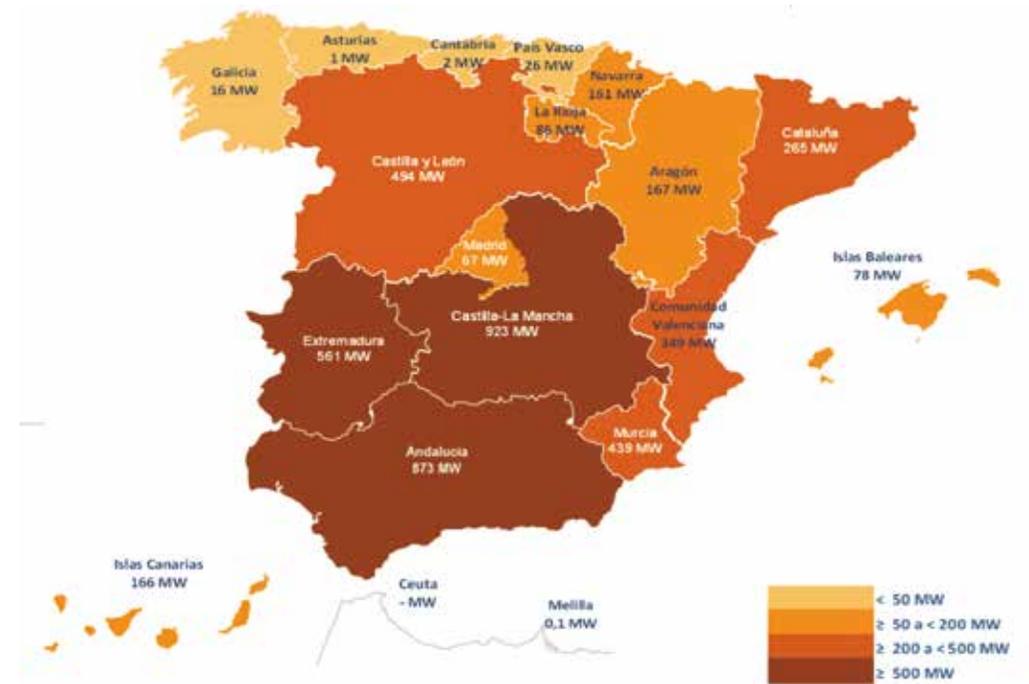


Fuente: CENSOLAR

La potencia instalada actualmente en las diferentes comunidades autónomas concuerda con la distribución del recurso solar. A este respecto, las comunidades con mayor

potencia fotovoltaica instalada son, por este orden, Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura, con más de 500 MW instalados en cada una.

● POTENCIA FOTOVOLTAICA TOTAL INSTALADA A 31.12.2017 (MW)



Fuente: Red Eléctrica de España

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

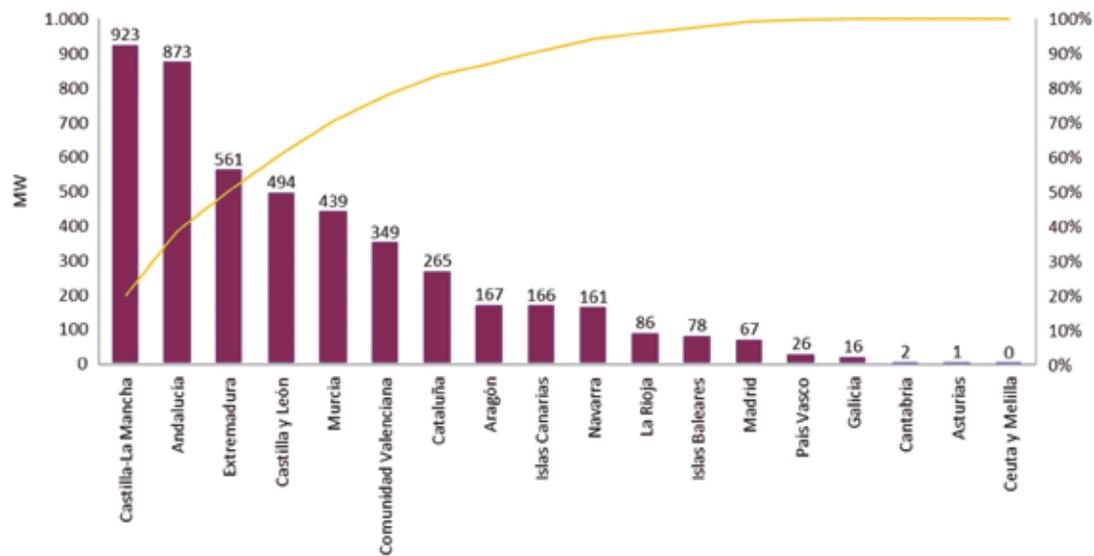
Estas tres comunidades, líderes desde los comienzos de la fotovoltaica, representan, en conjunto, la mitad de la capacidad

fotovoltaica nacional, quedando patente el desequilibrio entre las diferentes regiones del país.

El total de la capacidad fotovoltaica instalada en todas las CCAA representa un 4,5% de la potencia eléctrica total del país.

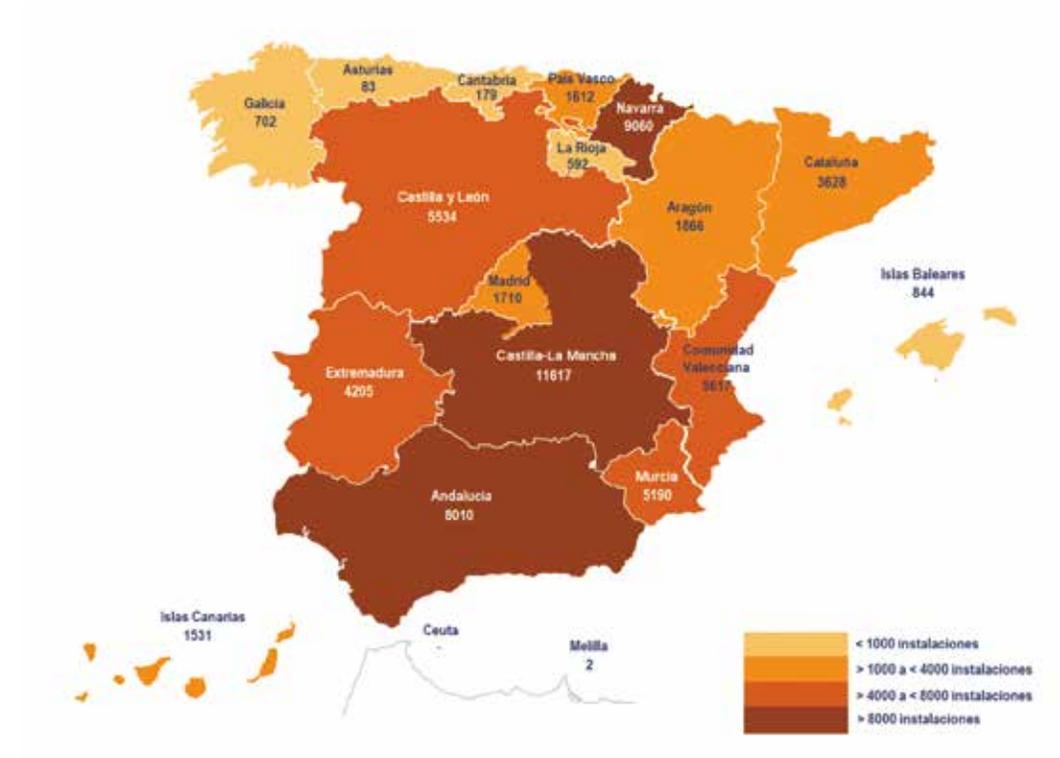
Esta potencia se distribuye en más de 60.000 instalaciones repartidas por todo el territorio. Dichas instalaciones son, por lo general, de un tamaño inferior a los 100 kW.

● PARTICIPACIÓN DE LAS CCAA EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA A NIVEL NACIONAL.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

● NÚMERO DE INSTALACIONES REGISTRADAS POR CCAA A 8.1.2018.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MINETUR

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

Existen, diferencias notables en cuanto a tamaño de la planta entre las diferentes CCAA. Así, por ejemplo, Navarra cuenta con más de 9.000 instalaciones aun cuando el término de potencia agregada apenas tiene 161 MW.

Ello se debe a la apuesta del Gobierno Foral por la promoción de la fotovoltaica, que

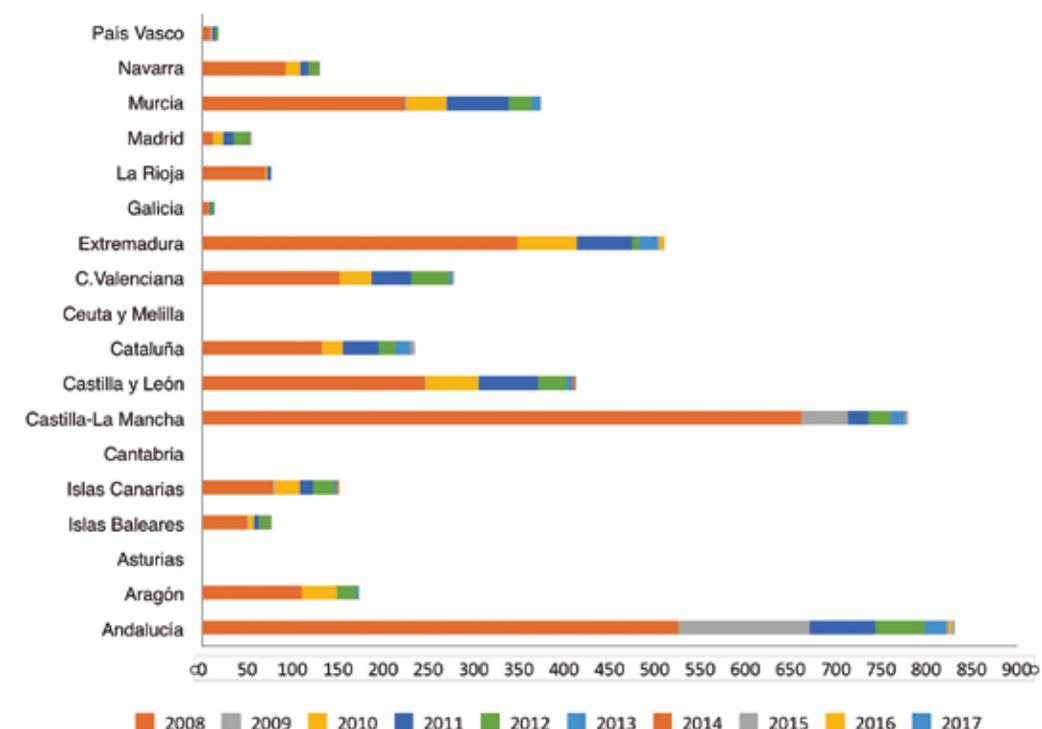
redundó en unos incentivos fiscales para las pequeñas instalaciones muy atractivas para los productores. Un caso antagonista al de Navarra es el de Extremadura que no llega a las 5000 instalaciones a pesar de ser una de las comunidades con mayor potencia instalada. En esta CCAA el tamaño más recurrente de las instalaciones es de 100 kW.

En cuanto a la evolución histórica de la potencia instalada, como ya se había adelantado, esta no ha crecido de manera uniforme a lo largo de los años, sino que se concentró principalmente en un único año, el 2008, gracias al marco regulatorio vigente en ese año, el RD 661/2007.

Esta incorporación desproporcionada de capacidad, de más de 2700 MW, contrasta con la falta de potencia instalada en 2009 - originada principalmente por el retraso en las autorizaciones de las inscripciones al registro de preasignación que regulaba el RD1578/2008, no superando los 150 MW instalados en ese año.

POTENCIA ANUAL INSTALADA POR CCAA (MW)

Potencia instalada anual (MW)												
C.A.	Hasta 2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total 08-17
Andalucía	58	526	145	-15	72	55	24	1	2	4	2	815,2
Aragón	8	110	-9	38	-5	22	3	0	0	0	0	159,5
Asturias	0	1	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8
Islas Baleares	1	50	1	6	5	14	0	0	0	-0	0	76,8
Islas Canarias	15	78	2	27	16	23	3	1	1	1	-0	151,5
Cantabria	1	1	-0	0	0	0	-0	0	0	-0	0	1,1
Castilla-La Mancha	147	662	51	-3	22	25	15	0	3	1	-1	775,8
Castilla y León	81	247	0	58	65	32	6	3	1	-0	0	413,1
Cataluña	38	132	-8	23	40	19	16	1	3	0	1	227,1
Ceuta y Melilla	0	0	0	0	0	-0	0	0	-0	0	-0	0,1
C.Valenciana	72	152	-2	35	44	42	3	0	2	0	0	277,3
Extremadura	58	348	-8	66	61	8	21	0	2	6	-0	503,2
Galicia	2	7	-0	1	2	3	1	0	0	-0	0	14,3
La Rioja	8	70	0	1	5	1	0	0	0	0	-0	77,7
Madrid	12	12	1	10	12	17	1	1	1	-1	1	54,6
Murcia	65	224	2	44	69	24	11	0	0	0	0	374,5
Navarra	60	92	-29	17	9	12	0	0	0	-0	0	101,3
País Vasco	7	9	1	2	4	3	1	0	0	0	0	18,8
Total	633	2721	147	311	421	299	106	7	16	11	3	



Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

Durante los años 2010-2012 la instalación de potencia fotovoltaica se situó en valores moderados de entre 300 y 450 MW, siendo su reparto mucho más equilibrado entre las diversas comunidades autónomas.

A partir de 2013, y como consecuencia de la aprobación en 2012 de la moratoria renovable bajo el marco legal del RD-L 1/2012, el sector fotovoltaico en 2013 quedó prácticamente paralizado. Así, la nueva potencia instalada se corresponde con proyectos del RD1578/08 todavía en fase de ejecución o

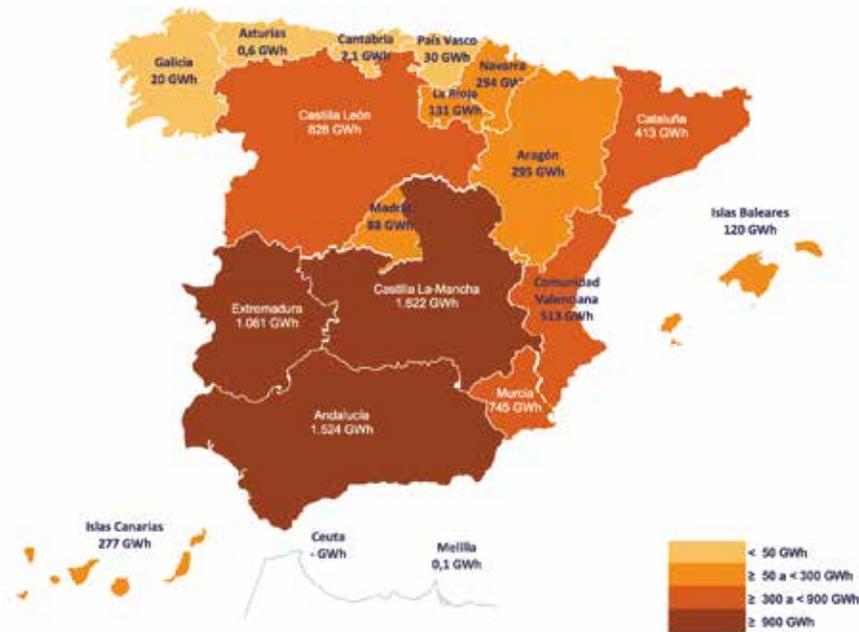
instalaciones de autoconsumo con vertido de excedentes. De esta manera, la potencia fotovoltaica instalada entre los años 2014 y 2016 es la más baja de los últimos años, no superando los 35 MW instalados.

A lo largo de 2017 se celebraron dos subastas de energías renovables en las que se adjudicaron 3,9 GW de potencia fotovoltaica para su puesta en marcha antes de la finalización del año 2020, lo que augura un gran crecimiento en los próximos años.

En términos de generación, destacan las mismas regiones, Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura, con una producción individual de más de 1.000 GWh en 2016. Una situación muy diferente presentan Asturias y Cantabria cuya producción conjunta no llega a los 3 GWh. Otro parámetro que nos ofrece una información relevante en

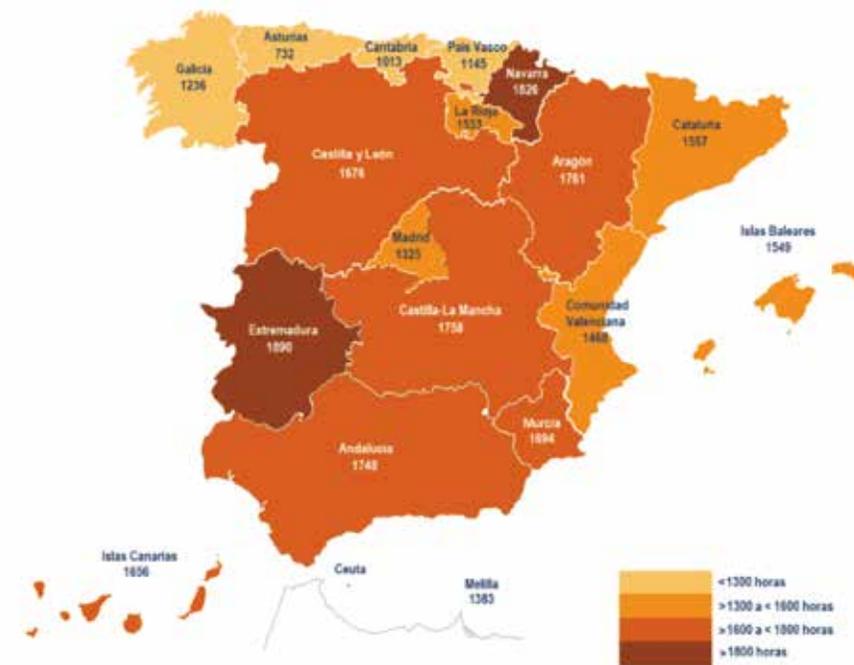
el sector es el de las horas equivalentes de funcionamiento (horas de producción si se trabajara siempre a potencia nominal). Exceptuando Asturias, todas las comunidades superan las 1.000 horas de funcionamiento, superando en el caso de Navarra y Extremadura las 1.800 horas anuales.

● GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN 2016 (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

● HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO EN 2016

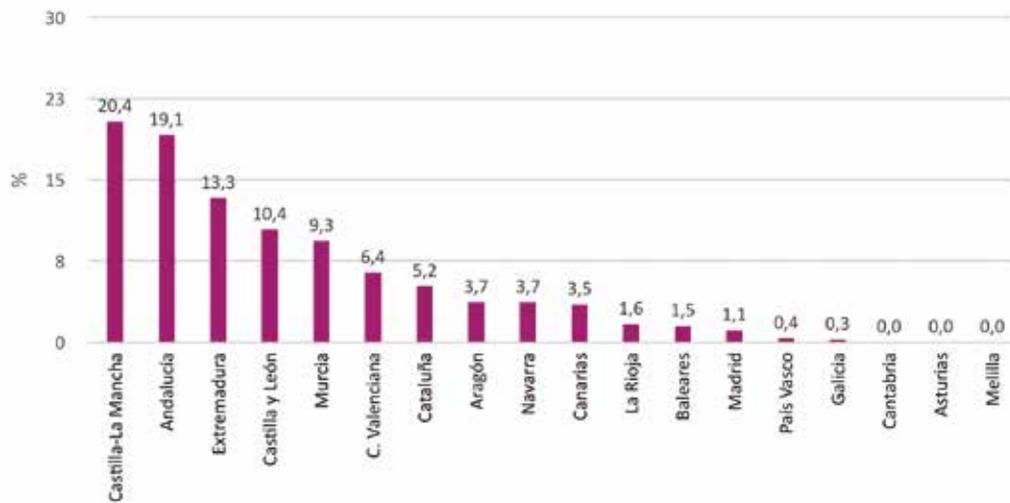


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

Las tres comunidades líderes en generación, al igual que sucedía en términos de potencia, agrupan más del 50% de la producción fotovoltaica nacional. La zona del levante peninsular (Murcia, Valencia y Cataluña),

por su parte, contribuye con un 20% de la producción, mientras que la franja norte (País Vasco, Cantabria, Asturias y Galicia) no alcanzan el 1% de la participación.

● PARTICIPACIÓN DE CADA CCAA SOBRE EL TOTAL NACIONAL EN 2016 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España

El conjunto de la producción fotovoltaica de todas las CCAA cubrió en 2016 un 3,1% de la generación eléctrica neta total, aumentando en una décima en 2017.

4.5. AUTOCONSUMO

EL CONCEPTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

No existe una definición universal sobre qué es la generación distribuida. Sin embargo, existen una amplia diversidad de recursos de generación distribuida, y todos ellos comparten las siguientes características que se describen a continuación.

Las fuentes de energía distribuida son todas aquellas fuentes que generan energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación de energía, que están conectadas a la red a nivel de la distribución o directamente al consumidor y, por tanto, se encuentran más próximas a los consumos.

Esto redundará en un conjunto de beneficios como la reducción de inversiones en grandes infraestructuras de transporte, distribución y generación, una mayor eficiencia de la red y una mayor fiabilidad y solidez de la misma, reduce pérdidas en la red y descarga la red de transporte.

A pesar de las ventajas que ofrece, esta nueva estrategia de generación puede plantear desafíos en la planificación por parte de los operadores de red, sobre

todo en la gestión de fuentes variables. Sin embargo, las nuevas tendencias de digitalización del sector, con grandes avances en las herramientas de control y operación, y el alto know-how que se ha adquirido en los últimos años en la gestión de energías renovables con fuentes variables, hacen que este esquema de generación se incluya en los nuevos modelos energéticos.

La generación distribuida, aunque abarca muchos tipos de recursos y tecnologías, está íntimamente ligada a las energías renovables, especialmente a la energía solar fotovoltaica, y sistemas avanzados de automatización y control, lo que reduce las emisiones de CO2 y se establece como una parte fundamental en las Smart Grids

También muy vinculado a la generación distribuida, está el concepto de autoconsumo, en el que los propios consumidores producen, mediante pequeños generadores, parte o toda la electricidad que precisan para sus consumos. Así, la proximidad de la generación y el consumo se maximiza, minimizándose las pérdidas de transporte y distribución, e incorporándose al sistema eléctrico multitud de pequeños productores de electricidad. Además, estos productores

que son, a su vez, consumidores, serán proclives a realizar tanto actuaciones de eficiencia energética como control activo de la demanda, lo que redundará en un sistema eléctrico más eficaz.

DATOS MACROECONÓMICOS. POTENCIA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA Y TIPO DE INSTALACIÓN

El "Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica" es la referencia oficial relativa a la implementación territorial del autoconsumo en nuestro país.

Si tenemos en cuenta lo que se comenta en los Foros del Sector, conviene aclarar que en este registro no se encuentran inscritas, todas las instalaciones de autoconsumo en nuestro país. Más aún desde que, a mediados de 2017, el Tribunal Constitucional declarara inconstitucional la creación de un registro único gestionado por el Estado, dejando al arbitrio de las Comunidades Autónomas (CCAA) la regulación del procedimiento de inscripción en el mismo para aquellas instalaciones ubicadas en sus res-

pectivos territorios, esta regulación no se ha desarrollado por parte de ninguna CCAA.

A pesar de todo, el registro es un indicador para conocer en qué regiones y qué tipo de instalaciones de autoconsumo se han instalado en España hasta la fecha. Existen tres apartados en el Registro de Autoconsumo que abarcan las dos modalidades de autoconsumo (tipo 1 y tipo 2) de acuerdo al artículo 4.1 del Real Decreto 900/2015:

Sección 1. Tipo 1: Comprende las instalaciones de modalidad de autoconsumo "Tipo 1" con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Sección 2. Tipo 1: Comprende las instalaciones de modalidad de autoconsumo "Tipo 1" con potencia contratada superior a 10 kW.

Sección 2. Tipo 2: Comprende las instalaciones de modalidad de autoconsumo "Tipo 2"

De este registro se pueden extraer tanto los datos sobre el número de instalaciones inscritas como la potencia instalada de las mismas, todo ello para cada tipo y modalidad de autoconsumo.

● NÚMERO DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO Y POTENCIA INSTALADA POR SECCIÓN, TIPO Y CCAA A 31.12.2017.

Comunidad Autónoma	Número de instalaciones		
	Sec.1	Sec.2	
	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2
Andalucía	50	36	33
Aragón	2	0	4
Asturias	8	3	0
Baleares	18	9	6
C. Valenciana	16	5	4
Canarias	5	6	9
Cantabria	1	1	1
Castilla-La Mancha	16	13	2
Castilla y León	5	13	12
Cataluña	34	42	51
Ceuta	0	1	0
Extremadura	1	5	1
Galicia	6	49	32
La Rioja	2	1	0
Madrid	24	12	15
Melilla	0	0	0
Murcia	28	10	8
Navarra	11	12	3
País Vasco	3	3	8
TOTAL	230	221	189

Comunidad Autónoma	Potencia instalada (kW)			
	Sec.1	Sec.2		Total
	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2	
Andalucía	202	962	2.032	3.195
Aragón	4	0	163	167
Asturias	19	17	0	36
Baleares	58	208	500	766
C. Valenciana	79	59	181	319
Canarias	26	200	482	709
Cantabria	1	3	12	15
Castilla-La Mancha	69	253	153	474
Castilla y León	34	328	728	1.090
Cataluña	132	742	3.236	4.110
Ceuta	0	24	0	24
Extremadura	1	53	10	63
Galicia	37	1.556	4.294	5.888
La Rioja	3	5	0	8
Madrid	66	278	445	789
Melilla	0	0	0	0
Murcia	77	164	520	762
Navarra	32	338	229	598
País Vasco	8	85	332	424
TOTAL	847	5.275	13.316	19.438

Las comunidades que cuentan con un mayor número de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico son Cataluña, Andalucía y Galicia, por este orden. Sin embargo, cada una de ellas destaca en una modali-

dad y sección: en Andalucía prevalecen las instalaciones de Tipo 1 correspondientes a la Sección 1, Galicia lidera las Tipo 1 de la Sección 2 y Cataluña las instalaciones de Tipo 2 (Sección 2).

En términos de potencia siguen siendo estas comunidades las que agrupan mayor capacidad en autoconsumo, si bien en este caso es Galicia la que dispone de mayor potencia instalada, aproximándose a los 6 MW. En Cataluña, dicha potencia asciende a los 4 MW y en Andalucía a los 3 MW instalados. En conjunto, estas tres regiones suponen algo más del 50 % en términos de número de instalaciones y en torno al 67% en términos de potencia instalada.

Otro parámetro que se desprende de la información aportada por el Registro Administrativo de Autoconsumo, es la potencia media de cada grupo. En este sentido, la Sección 1-Tipo 1 cuenta con una potencia media instalada de 3,6 kW, la Sección 2-Tipo 1 con 24,6 kW y la Sección 2-Tipo 2 con 70,5 kW.

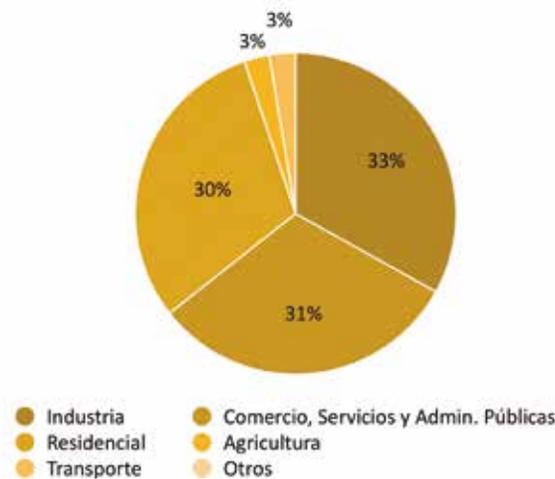
En términos globales, el número de instalaciones registradas en cada sección ronda las 200 instalaciones, siendo las instalaciones

del primer grupo (Sección 1- Tipo 1) las que predominan sobre las demás. Entre los tres grupos suman un total de 640 instalaciones que alcanzan los 20 MW de potencia instalada en autoconsumo.

PRINCIPALES SECTORES DE DESARROLLO

El autoconsumo fotovoltaico, en España, actualmente va más allá del ámbito doméstico, progresando principalmente en los sectores industriales, comerciales, de servicios y en la agricultura, con aplicaciones como el bombeo solar para riego. Algunos de estos sectores consumen más energía eléctrica que el sector residencial, como se puede observar a continuación

● CONSUMO DE ENERGÍA POR SECTORES



De hecho, de la potencia instalada registrada en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica, se estima, en base a las potencias contratadas, que solo el 4% corresponde a instalaciones en el ámbito doméstico y 96% restante a sectores comerciales, de servicios e industriales.

Sin embargo, en cuanto al número de instalaciones, el sector residencial se acercaría al tercio de las instalaciones registradas.

Tras esta visión general de la situación actual, a continuación se va a analizar el potencial de cada uno de los principales sectores consumidores de electricidad.

• Sector residencial

En España existen aproximadamente 25 millones de viviendas, de las cuales cerca del 75% son viviendas principales -las destinadas a la primera residencia- y un 25% son viviendas no principales.

En general, en las viviendas no principales el consumo de energía eléctrica es significativamente inferior que en las viviendas principales y, además, tiene carácter estacional, lo que repercute en plazos de recuperación demasiado altos para que la inversión en una instalación de autoconsumo pueda llegar a ser rentable. Por ello, son las viviendas principales las más susceptibles de acoger instalaciones de autoconsumo.

Asimismo, un número muy elevado de viviendas se encuentran ubicadas en bloques de viviendas, lo que limitaría aún más el potencial del autoconsumo en el ámbito de las viviendas residenciales, debido a la falta

de regulación orientada al autoconsumo compartido.

Según datos oficiales, en España hay, aproximadamente, 8,4 millones de edificios que albergan 1 o 2 inmuebles (viviendas unifamiliares) de los que, según algunos estudios realizados, un 5% dispondrían de las características adecuadas (alta radiación, bajo efecto de sombras...) para la instalación de paneles fotovoltaicos para autoconsumo. Es decir, unas 420 mil viviendas tendrían la posibilidad de implantar autoconsumo fotovoltaico de manera exitosa.

• Administraciones públicas

Este subsector está comenzando a ser utilizado en algunas comunidades y municipios como una vía de promoción del autoconsumo, cumpliendo así la función ejemplarizante que se les exige en las Directivas en materia de eficiencia energética. Este es el caso, por ejemplo, del Ayuntamiento de Valladolid, que cuenta con instalaciones de autoconsumo en 5 edificios administrativos, además de en centros cívicos, colegios, aparcamientos...

Respecto al desarrollo futuro del autoconsumo en este tipo de edificio, es preciso tener en cuenta la normativa establecida por el Real Decreto 235/2013, por la que todos los edificios nuevos cuya construcción se inicie a partir del 31 de diciembre de 2018 que vayan a estar ocupados y sean de titularidad pública, serán edificios de consumo de energía casi nulo, debiendo estar cubierta esta cantidad casi nula de energía por fuentes renovables, lo que se consigue con la implantación de instalaciones de autoconsumo.

Además, en este tipo de edificaciones es especialmente adecuada la tecnología fotovoltaica, ya que el grueso de las actividades se realiza en las horas diurnas, cuando entra en juego este tipo de generación, resultando en un mejor acoplamiento de las curvas de generación y demanda, que a veces no es tan sencillo de obtener en edificios residenciales.

• Centros educativos

Al igual que en el caso anterior, los horarios de los centros educativos suelen ajustarse bastante a los periodos de generación fotovoltaica, lo que los hace aptos para este tipo de autoconsumo. Además, son construcciones que disponen, generalmente, de cubiertas amplias sin uso.

En estos centros también se realizan instalaciones de autoconsumo con motivaciones más allá del ahorro económico y de la utilización de energías limpias, como la de servir de fuente información sobre los sistemas de autoconsumo y promoverlos.

En el caso de muchas Escuelas Técnicas, el incentivo para la implantación de este tipo de instalaciones se encuentra en los fines demostrativos y de investigación, dando lugar a sistemas que combinan, en muchos casos, diferentes tecnologías de generación.

• Hospitales

Los centros hospitalarios pueden llegar a ser grandes centros consumo, ya que el consumo eléctrico medio anual de un hospital, según datos recientes, se sitúa en el entorno de los 24 MWh por cama. Esto

nos sitúa en un consumo medio de 4,8 GWh/año en un hospital de 200 camas, un tamaño habitual de este tipo de centros, y en 12 GWh/año si hablamos de un gran centro hospitalario con 500 camas.

La presencia de estos altos consumos, unida a la de grandes superficies de cubierta, hacen del autoconsumo fotovoltaico una buena opción para el ahorro económico de estos centros. De este modo, el Hospital Mateu Orfila de Menorca prevé un ahorro de 45.000 € anuales gracias a su instalación de autoconsumo solar sobre cubierta de 395 kW de potencia.

• Polideportivos

Las instalaciones deportivas también disponen de horarios de actividad diurnos que casan con los horarios de generación fotovoltaica. Estas instalaciones disponen, generalmente, de amplias superficies de cubierta en el caso de polideportivos cerrados, aunque los abiertos también son susceptibles de instalar autoconsumo fotovoltaico en las pérgolas que sombrean las gradas.

Los consumos eléctricos en dichas instalaciones se sitúan en 1,2 GWh/año para un polideportivo tipo que funcione 4500 h/año, centrándose mayoritariamente en la climatización, deshumificación y el alumbrado, aunque, en el caso de polideportivos con piscinas, la energía precisada por las bombas de agua puede llegar a ser muy importante.

Un ejemplo es el Polideportivo Sa Pobla en Mallorca, que con una instalación de 40 kW

será capaz de generar más de 64.000 kWh, lo que supondrá un ahorro anual de más de 10.000 €.

• Centros y parques de comerciales

Las grandes superficies comerciales cuentan con grandes consumos energéticos en climatización iluminación, transporte vertical y sistemas de frío industrial, entre otros. De este modo, en el caso de los grandes supermercados e hipermercados, el consumo medio de energía eléctrica por unidad de superficie puede rondar los 300 kWh/m², mientras que, en los centros comerciales, el rango de consumo varía entre los 100 y los 300 kWh/m².

Aunque el potencial de este tipo de superficies es notable, es cierto que en muchos casos ya cuentan con otros sistemas renovables tales como solar térmica y, en algunos casos, con otros elementos en cubierta que provocan efectos de sombra. El recientemente inaugurado Centro Comercial Parque Melilla es un ejemplo de autoconsumo en este tipo de edificios, ya que cuenta con una instalación fotovoltaica de 100 kWp que genera una producción anual de 176.954 kWh, permitiendo una amortización de la inversión de tan solo 5 años.

• Estaciones de servicio

Un importante segmento de mercado para el autoconsumo lo constituyen las estaciones de servicio. A pesar de que no cuentan con grandes consumos -en torno a 120 MWh/año de media-, su ubicación, normalmente en carretera, en zonas sin edificios colindantes que proyecten sombra

y con terrenos adyacentes, las hacen muy adecuadas para la tecnología fotovoltaica. Además, la curva de carga de este tipo de establecimiento es estable a lo largo del año, pudiendo contar con mayor consumo en los periodos estivales y en determinadas zonas de España, como las costeras e insulares.

Decenas de ejemplos de estaciones de servicio con autoconsumo fotovoltaico se pueden encontrar en Galicia, ya que muchas se acogieron a la Convocatoria de Subvenciones del Instituto Energético de Galicia para proyectos de Ahorro y Eficiencia en la industria y los servicios del 2016/2017. Estas instalaciones de unos 20 kWp de media, son capaces de cubrir hasta el 50% del consumo eléctrico del edificio, amortizando así la inversión en pocos años.

• Industria

Los centros industriales constituyen una importante fuente de potenciales clientes de autoconsumo en España. Se puede tratar de grandes áreas o pequeños focos, pero en todo caso con elevados consumos de energía eléctrica, normalmente sostenidos en el tiempo y con cierta capacidad, en función del sector, para adaptar sus curvas de carga a la generación.

La mayor parte del consumo eléctrico en España se concentra en la gran industria. Además, este segmento cuenta con menores costes regulados (peajes reducidos) y no regulados (energía eléctrica adquirida a precios más económicos). Sin embargo, existen otros factores que pueden incentivar el desarrollo del autoconsumo en los consu-

midores industriales, incluyendo la previsibilidad de parte de los costes energéticos, razones medioambientales o cuestiones de imagen de marca.

En este apartado, merecen especial consideración las empresas de frío industrial, que se benefician doblemente de la instalación fotovoltaica, aportándoles esta tanto aislamiento térmico como electricidad. Así, la incorporación del autoconsumo fotovoltaico en estas empresas permite alcanzar ahorros de hasta el 70% de los costes eléctricos diurnos.

• Regadío

El paso del riego por gravedad al riego por presión supone un mayor consumo de energía y por tanto un mayor gasto eléctrico o de gasóleo, en el caso de instalaciones desconectadas de la red eléctrica. Esto, unido a la desaparición de las tarifas para riego y el aumento de los términos de potencia y energía, ha posicionado al autoconsumo fotovoltaico como la principal alternativa para el regadío, instalándose en los últimos años multitud de instalaciones de bombeo solar, principalmente aisladas.

En cuanto al ahorro en esta tipología de instalación, en 2016, el proyecto europeo Maslowaten, impulsado por la Federación Nacional de Comunidades de Regantes (FENACORE), demostró a los regantes que se puede conseguir un ahorro de hasta el 60% en su factura energética.

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997 (Ley de Sec-

tor eléctrico o LSE)). Esta Ley transponía la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea. El objetivo de esta liberación no era otro que introducir competitividad en el mercado al objeto de hacerlo más eficiente y con un menor coste de los recursos. Sin embargo, este proceso de liberalización no afecta de la misma manera a todos los agentes.

Las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica constituyen monopolios naturales, ya que la duplicación de las infraestructuras de redes se traduciría en importantes ineficiencias por las altas necesidades de inversión que ello requeriría. Por este motivo, son actividades reguladas: para garantizar la transparencia, la no discriminación en el acceso de terceros a las redes, y la minimización del coste para los consumidores. Por su parte, las actividades de generación y comercialización se desarrollan en condiciones de libre mercado y competencia. Esta competencia entre los agentes asegura que el suministro es proporcionado por aquellos que son capaces de suministrar los servicios necesarios al mínimo coste.

Desde la apertura de los mercados eléctricos a la competencia en España, con la primera Ley del Sector Eléctrico de 1997, se ha producido una importante reorganización del sector. Así, mientras que en 1998 el suministro eléctrico era proporcionado básicamente por cuatro grupos empresariales, en la actualidad hay un ingente número de propietarios que compiten en la actividad de generación de energía eléctrica y más de

200 que compiten en su comercialización.

Lamentablemente, 21 años después y a pesar de los avances tecnológicos y regulatorios, la normativa sigue sin estar plenamente liberalizada, hecho que dificulta el desarrollo de un mercado eficiente y competitivo. La legislación actual, navega entre la liberalización y el intervencionismo de la administración; por un lado, promueve la libertad de entrada de agentes en el mercado y por otro se limita el papel de los mercados.

La realidad es que sigue sin existir competencia efectiva en el mercado eléctrico español. Las empresas que conforman el oligopolio eléctrico siguen controlando la demanda y la generación, y la hipotética vía de entrada de nuevos competidores al mercado de generación ha ido acompañada de trabas e inseguridad jurídica. O, dicho de otra forma, la reforma energética no ha cambiado el panorama de generación español.

Las estructuras empresariales creadas permiten a las grandes corporaciones eléctricas controlar el negocio de distribución y comercialización. Y no solo eso, al controlar la práctica totalidad de las fuentes de generación convencionales (hidráulica, térmica, nuclear, ciclos combinados y gran hidráulica), que son las que determinan el precio de casación del mercado eléctrico de generación, tienen una gran capacidad para influir sobre el mismo, generando distorsiones en el mercado eléctrico.

En este sentido, valga señalar que, a finales de 2015, la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia -CNMC- sancionó a uno de los mayores operadores de generación

eléctrica del país con 25 millones de euros por manipulación del precio del mercado a finales de noviembre de 2013.

Pese a todo, el motor de la liberación eléctrica han sido desde sus orígenes las energías renovables. En efecto, de los más de 48GW instalados en el país, más de la mitad pertenece a empresas y particulares ajenos a las cinco grandes empresas. De hecho, la entrada de estos nuevos competidores se produjo, principalmente, en un entorno tecnológico incipiente como fueron los años 2005-2010.

En dichos años los costes de inversión de las centrales renovables eran tan elevados que derivaban en unos costes de generación netamente superiores, no solo a los de las centrales convencionales, sino también a los precios del mercado eléctrico. Sin embargo, esta entrada se produjo por varios factores íntimamente relacionados entre sí:

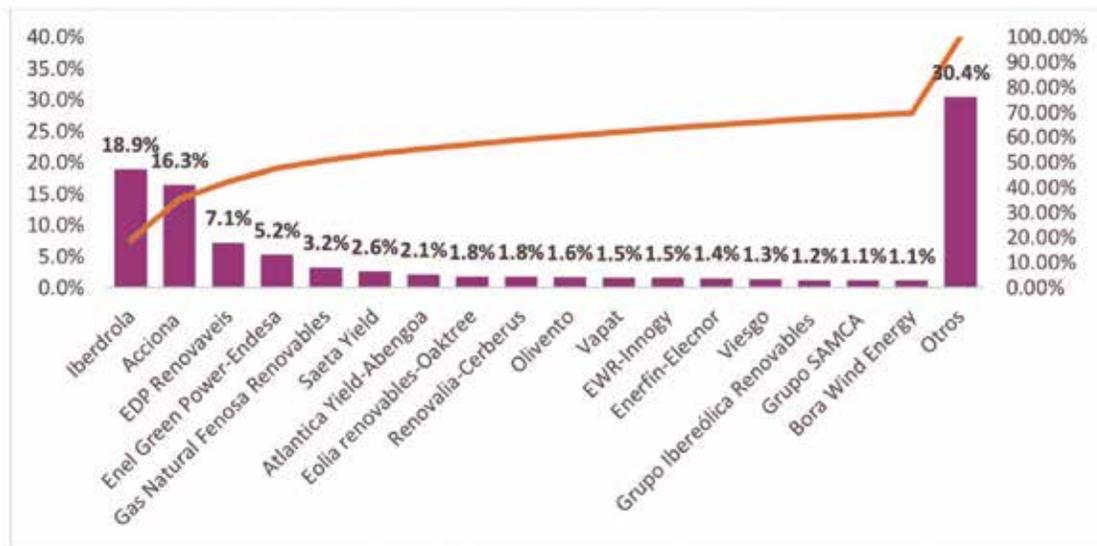
En primer lugar, las tarifas a las renovables hacían que estas inversiones fuesen muy atractivas y garantizaban periodos de retorno relativamente bajos. Por otro lado, aunque se trataba de inversiones con unos costes unitarios muy elevados, lo cierto es que su modularidad permite hacer optimizar el tamaño de forma que su coste absoluto de inversión sea asumible por varios particulares y/u otras empresas. Y, en último lugar la flexibilidad de la banca para la financiación de las inversiones.

Todas estas medidas han redundado en una atomización del sector renovable -principalmente el fotovoltaico- con un elevado número de actores. Pero, ¿Quiénes son los

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

principales propietarios de las instalaciones?

Actualmente, el 70% de la potencia renovable en España -sin considerar la gran hidráulica- se localiza en manos de 17 empresas¹. Estas empresas, con Iberdrola y Acciona a la cabeza, se reparten el 87% de la capacidad eólica instalada y más de la mitad de la capacidad termosolar del país.



1. Fuente: Elaboración propia sobre informaciones del sector

Frente a la concentración existente en la eólica y termosolar, la solar fotovoltaica es la tecnología más atomizada en número de propietarios. No obstante, durante los últimos años se ha observado como la potencia comienza a ser agrupada por algunas compañías y grandes fondos de inversión que llegan a superar los 100MW de capacidad. Esta reestructuración societaria ha sido consecuencia directa de los diversos ajustes retroactivos sufridos por la tecnología que ha derivado en problemas de solvencia e incluso en la quiebra de muchos pequeños propietarios, los cuales se han visto obligados a vender sus instalaciones a precios muy bajos.

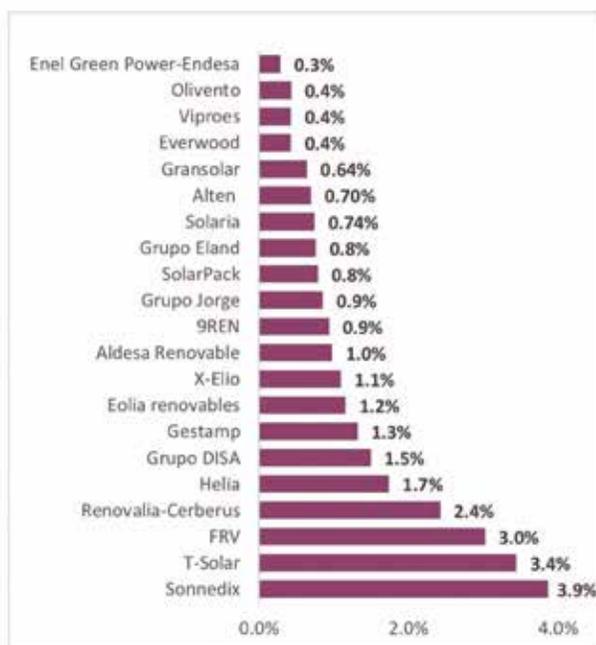
Bajo este nuevo paradigma se encuentran nuevos propietarios como por ejemplo, Sonnedix - comprador de la cartera de Vela Energy a comienzos de 2017-, T-Solar -controlada desde 2017 por el fondo I Squared-, FRV -adquirida por Abdul Latif Jameel Global Energy en 2015- o Renovalia -gestionada por el fondo estadounidense Cerberus desde 2016-.

De igual forma, los 54 MW propiedad de Eolia Renovables están controlados de forma indirecta por el fondo Oaktree Capital Management. Sin embargo, ninguno de estos grandes grupos alcanza por sí mismo más de 4% de la potencia instalada, de forma que, a día de hoy, la mayoría de la potencia instalada sigue en manos de pequeños propietarios (aproximadamente un 73%). En la siguiente gráfica se muestran los principales propietarios de instalaciones².

2. Fuente: Elaboración propia a partir de la información pública de las empresas y de encuestas.

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

Propietario	% sobre el total instalado	% sobre el total acumulado
Sonnedix	3,87%	3,87%
T-Solar	3,44%	7,32%
FRV	3,02%	10,34%
Renovalia-Cerberus	2,43%	12,77%
Helia	1,74%	14,51%
Grupo DISA	1,50%	16,01%
Gestamp	1,32%	17,33%
Eolia renovables	1,16%	18,49%
X-Elio	1,10%	19,58%
Aldesa Renovable	0,98%	20,56%
9REN	0,94%	21,51%
Grupo Jorge	0,86%	22,36%
SolarPack	0,79%	23,15%
Grupo Eland	0,76%	23,92%
Solaria	0,74%	24,66%
Grupo Alten	0,70%	25,36%
Gransolar	0,64%	26,00%
Everwood	0,43%	26,43%
Viproes	0,43%	26,86%
Olivento	0,43%	27,29%
Enel Green Power-Endesa	0,29%	27,58%



El análisis realizado se ha basado en la potencia instalada a la fecha de elaboración de este informe y, por tanto, no tiene en cuenta el resultado de las tres subastas realizadas

en nuestro país hasta la fecha y que, de ejecutarse en su totalidad, supondrán la incorporación de más de 8.400MW de potencia.

En efecto, a la subasta de 400MW realizada en julio de 2016 para el territorio canario hay que sumar las dos realizadas en marzo y julio de 2017 para el sistema peninsular,

en las cuales se adjudicaron un total de 8.000 MW de capacidad renovable. Al respecto de estas dos últimas subastas, la eólica se apoderó de algo más de la mitad

Principales adjudicatarios	Potencia (MW)
Cobra Concesiones (ACS)	1550
X-Elio Energy (KKR)	455
Enel Green Power España	339
Forestalia	316
Gas Natural Fenosa Renovables	250
Solaria	250
OPDE	200
Prodiel	183
Alter Enersun	50
Gestamp Eolica	24
Alten	13
Grupo Jorge	9
Otros	264
Total subastas	3903

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

de la potencia subastada, con Forestalia como gran vencedor al adjudicarse casi un 30% del total subastado. A esta la siguieron Alfanar –propiedad del fondo Capital Energy-, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power, todas ellas con más de 500 MW

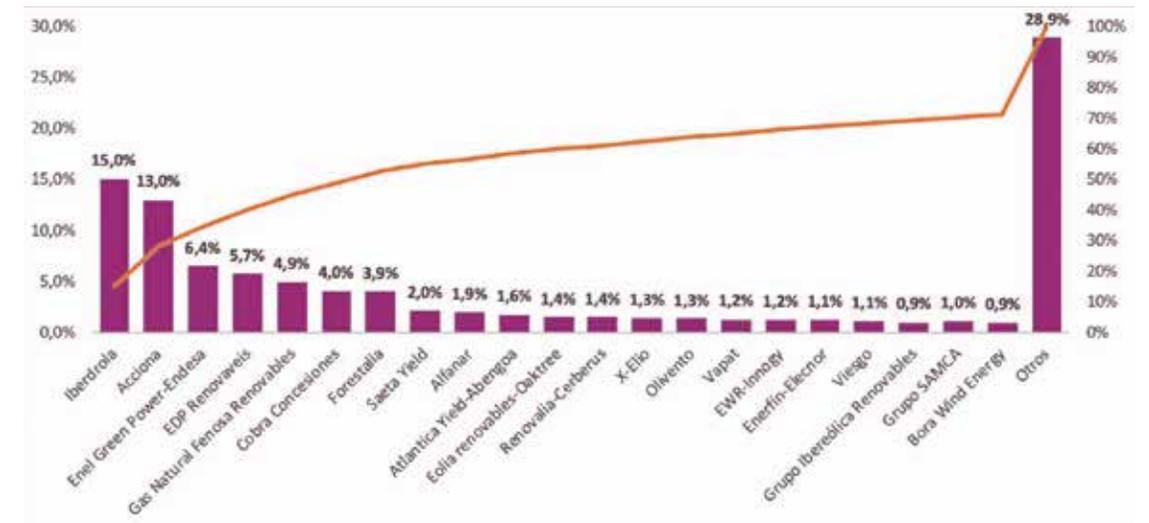
asignados. En la fotovoltaica sobresale Cobra Concesiones, filial de ACS, adjudicataria de 1550 MW de potencia, seguida de X-Elio, con 455 MW, y de Enel Green Power, con 339 MW.

Principales adjudicatarios	Potencia (MW)
Cobra Concesiones (ACS)	1550
X-Elio Energy (KKR)	455
Enel Green Power España	339
Forestalia	316
Gas Natural Fenosa Renovables	250
Solaria	250
OPDE	200
Prodiel	183
Alter Enersun	50
Gestamp Eolica	24
Alten	13
Grupo Jorge	9
Otros	264
Total subastas	3903

Así pues, el futuro reparto del sector renovable español dependerá de lo que finalmente se ejecute de todos los proyectos. Asumiendo que toda la potencia subastada se ponga en funcionamiento, la distribución de los principales agentes del sector evolucionará de dos maneras muy diferenciadas en los dos sectores principales, eólico y fotovoltaico. Mientras que el primero desahoga la potencia entre más compañías, el

segundo tiende a una mayor concentración de la capacidad.

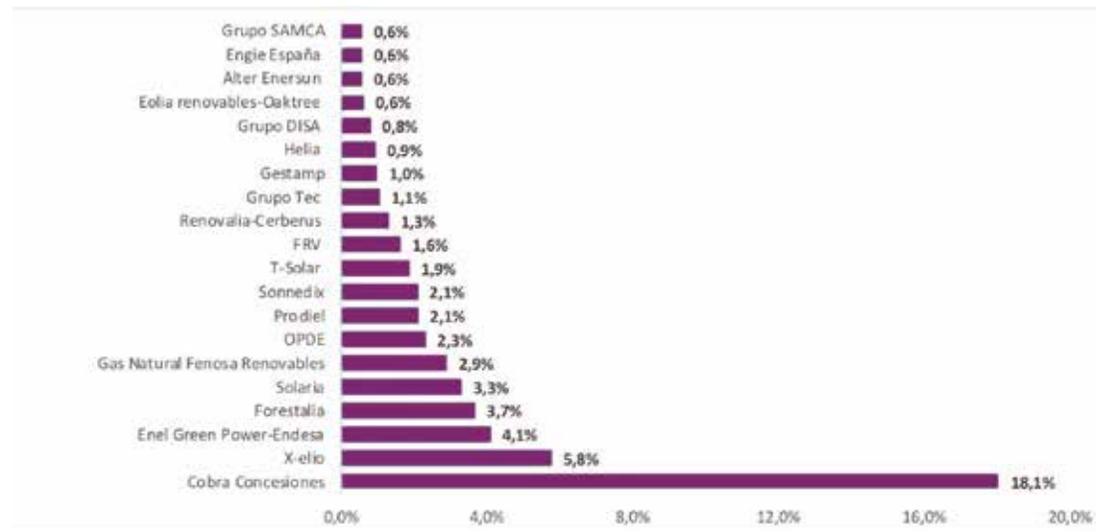
El 70% de las renovables en España estaría ahora en manos de 21 empresas frente a las 17 mencionadas al comienzo del capítulo, accediendo las grandes adjudicatarias de las subastas a las posiciones con más peso del reparto.



Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

La potencia fotovoltaica se muestra mucho más agrupada que antes, recayendo en las 20 principales empresas el 45% de la capacidad total, frente al 27% anterior a las subastas. Además de la aparición de las compañías adjudicatarias de las subastas,

algunas de las empresas y fondos que ya condensaban decenas de megavatios aumentan considerablemente su peso, como es el caso de X-Elio o Enel Green Power, que co-lideran con Cobra, la mayor beneficiaria de las subastas.



Actualmente, la sociedad se enfrenta a un cambio en el modelo de producción y consumo como consecuencia de los efectos del cambio climático y los compromisos adquiridos a nivel internacional en esta materia. Así, tanto ciudadanos, empresas como gobiernos tienden hacia una transición a un desarrollo económico más sostenible, y que en los próximos años será crucial la posición líder de la ciudadanía. Sin embargo, en este proceso también es importante velar por la seguridad y crecimiento de la sociedad y

por el desarrollo de políticas que mantengan la cohesión del territorio, en especial las zonas con peligro de despoblación para que permitan la distribución de beneficios en el territorio, haciendo hincapié en aquellos sectores que promueven la responsabilidad medio ambiental.

Por este motivo, desde ANPIER, promovemos el impulso de generación de energía, no sólo renovable y limpia, sino también social. Es decir, un modelo de producción

que permita la participación ciudadana y la redistribución de ingresos en el territorio.

En este sentido, la energía solar fotovoltaica presenta numerosas oportunidades para ser una fuente de generación accesible y social, por ser una tecnología de carácter modular, adaptable para ser desarrollada de forma colaborativa, y con costes de inversión cada vez más bajos. Esto permite la generación a más pequeña escala, con inversión de personas individuales, grupos o pequeñas y medianas empresas que generan y reparten los beneficios a nivel local.

Para mostrar los beneficios que presenta esta tecnología a nivel ciudadano, durante la pasada edición del Camino del Sol 2017, se presentó el "Análisis de los beneficios de la fotovoltaica en pequeños y medianos núcleos urbanos" que permite visualizar el potencial generador de energía fotovoltaica en los municipios españoles.

Para este supuesto, se han tenido en cuenta los municipios de España con una población censada menor a 100.000 habitantes y se han desarrollado 3 escenarios en el que se muestra los beneficios de la tecnología fotovoltaica.

El primer caso es el de una planta fotovoltaica con participaciones pequeñas de 20 kW, lo que hemos llamado una central con carácter social, donde los propietarios e inversores serían los ciudadanos de un municipio, con una inversión de unos 16.500 € por participación, teniendo en cuenta los costes actuales de la fotovoltaica. Además, se han creado 5 zonas de irradiación para toda España con las horas de producción

solar de referencia para cada provincia.

Para calcular el tamaño de este proyecto se ha considerado que 2 de cada 10 familias invertirían en esta central. La rentabilidad que tendrían estas familias inversoras está basada en unos ingresos a 25 años menos el coste de la participación, los gastos de explotación, la amortización y los impuestos de la planta.

Estos ingresos se perciben únicamente del precio estimado del mercado eléctrico para los próximos años. Para el segundo caso, se han considerado dos tipos de autoconsumo eléctrico en el municipio: en viviendas privadas y, en alumbrado y edificios públicos. Los datos están basados en un consumo medio por hogar y por municipio, en cada caso, y no se han tenido en cuenta datos de eficiencia energética ni ayudas públicas para la instalación. Para el autoconsumo en viviendas se ha considerado el consumo medio de las familias españolas, al que se le ha restado el término de potencia contratada medio por hogar.

Se ha calculado la potencia necesaria para satisfacer los requerimientos eléctricos del 30% de las familias del municipio que, en este ejercicio, instalarían autoconsumo, o bien, que se instalarían plantas colectivas que suministrasen a estos hogares en forma de autoconsumo colectivo. Se ha tenido en cuenta el coste de plantas de menor tamaño. El beneficio obtenido por estas familias es el ahorro del consumo de las facturas una vez hecha la inversión de las instalaciones.

Asimismo, se han calculado los requerimientos energéticos de los edificios públicos y

del alumbrado de los municipios a partir de un municipio modelo y se han escalado los datos. Entre los edificios públicos se han considerado ayuntamientos, escuelas, teatros, conservatorios, edificios de la policía y resto de dotaciones de competencias municipales. No se han tenido en cuenta edificios fuera de las competencias del municipio, como parques de bomberos, institutos, hospitales, etc.

Los beneficios obtenidos por el municipio también son a partir de los ahorros en las facturas eléctricas, una vez hecha la inversión de las instalaciones, y el cambio del alumbrado público. Como ejemplo, de todos los que ofrece la aplicación, se presentan los resultados para los municipios de Aranjuez (Madrid), Lorca (Murcia) y Tafalla (Navarra) con diferentes resultados tanto por tamaño de la población censada como por zonas climáticas:

En Aranjuez: Si 2 de cada 10 familias aranjuezanas -que en este municipio serían 3.862 familias- destinaran 16.500 € en una instalación cooperativa de generación fotovoltaica, lograrían los siguientes resultados: participaciones de 20 kW por familia, que supondrían un parque de 77 MW, cuyos ingresos totales alcanzarían los 105.644.000 € transcurridos 25 años, a repartir entre las familias inversoras. Unos retornos económicos que se quedarían en la comarca.

En el caso del autoconsumo en viviendas privadas, el consumo eléctrico del 30% de las familias de Aranjuez alcanza los 16.221.000 kWh/anales, y la potencia total necesaria del conjunto de todas estas instalaciones de autoconsumo sería de 10

MW. Por tanto, si un 30% de las familias que residen en la ciudad de Aranjuez instalaran sistemas de autoconsumo fotovoltaico lograrían, 25 años después, ahorrar 45.225.000 € en gasto energético. Un montante que también se quedaría en la ciudad.

Con respecto al autoconsumo para edificios públicos y alumbrado de Aranjuez. El requerimiento eléctrico de los edificios públicos estimados estaría en el entorno de los 24.548.000 kWh/anales, y en el alumbrado público exterior en 6.836.000 kWh/anales aproximadamente, por lo que, se necesitaría una planta de autoconsumo municipal para autoabastecer el 75% de los requerimientos eléctricos totales de 14,5 MW, que tendría un coste de 12.00.000 € y un ahorro anual para las arcas municipales de 3.317.000 €. El retorno de la inversión, teniendo en cuenta el ahorro acumulado durante 25 años, sería de 71.036.000 €.

Por consiguiente, con una central fotovoltaica cooperativa, de tan sólo 77 MW, para la venta de la energía a la red, con autoconsumo fotovoltaico en el 30% de las viviendas privadas y con autoconsumo municipal para edificios públicos y alumbrado, Aranjuez y sus habitantes dispondrían de un beneficio total, al cabo de 25 años, de 158.182.000 €. Con lo que se evitaría anualmente 63.839 toneladas de CO₂. Esto no sólo beneficiaría a las familias fotovoltaicas, sino que generaría un efecto económico multiplicador en otros sectores de la ciudad, al disponer los ciudadanos de más renta, y suponer un menor gasto municipal. Además, crearía cientos de puestos de trabajo en el territorio para la instalación y el mantenimiento de estas dotaciones de generación distribuida.

HAZ QUE SALGA EL SOL EN TU MUNICIPIO		
Selecciona provincia	Madrid	
Selecciona municipio	Aranjuez	
La población censada en tu municipio es de..	57.932	habitantes
Alrededor de ...	19.311	hogares
1. CENTRAL FOTOVOLTAICA DE VENTA A RED CON CARÁCTER SOCIAL		
<i>Imaginemos que un 20% de estas familias están interesados en formar parte del proyecto de una central fotovoltaica de venta a red con una participación de 20 KW</i>		
Familias productoras de energía fotovoltaica	3.862	familias
Con la participación de estas familias se podría construir un parque de..	77,24	MW
Coste del parque	63.723.000	€
Ingresos totales del proyecto	105.644.215	€
Inversión inicial por familia	16.500	€
Ingresos totales de la inversión por familia a 25 años de vida útil	27.355	€
Toneladas de CO2 eq. evitadas a la atmósfera anualmente	48.531	tn.
2. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN EL MUNICIPIO		
A) POTENCIA INSTALADA PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDAS PRIVADAS		
<i>Imaginemos que un 30% de la población invierte en una pequeña instalación de autoconsumo en su vivienda habitual</i>		
Promedio del consumo eléctrico de una familia española	2.800	kWh/anales
Consumo eléctrico del 30% de las familias del municipio que cambiarían a autoconsumo	16.220.960	kWh/anales
Potencia necesaria de instalaciones de autoconsumo	9,94	MW
Coste del conjunto de instalaciones	11.927.176	€
Ahorro en facturas para estas familias en un año	2.286.105	€
Retorno de la inversión teniendo en cuenta el ahorro durante 25 años	45.225.436	€
B) AUTOCONSUMO MUNICIPAL PARA EDIFICIOS PÚBLICOS Y ALUMBRADO		
<i>Imaginemos que el municipio es autosuficiente eléctricamente en un 75% con instalaciones individuales por edificios públicos o colectivos, y para el alumbrado público</i>		
Requerimientos eléctricos de los edificios públicos	24.548.576	kWh/anales
Requerimientos alumbrado público exterior	6.835.976	kWh/anales
Requerimiento eléctrico del 75% del municipio	23.538.414	kWh/anales
Planta de autoconsumo necesaria	14,42	MW
Coste de la planta	11.899.014	€
Ahorro en facturas en un año	3.317.391	€
Retorno de la inversión teniendo en cuenta el ahorro durante 25 años	71.035.771	€
A + B) AUTOCONSUMO TOTAL		
Seríamos capaces de autoabastecer de energía eléctrica al municipio con una planta de..	24,36	MW
Toneladas de CO2 equivalentes evitadas anualmente para el total del municipio con el autoconsumo compartido	15.307	tn.
Ahorro del municipio con autoconsumo	116.261.207	€
¿QUÉ BENEFICIO TOTAL TENDRÍA EL MUNICIPIO Y SUS HABITANTES AL CABO DE 25 AÑOS?		
158.182.422 €		
¿CUÁNTAS TONELADAS DE CO2 EQ. SE EVITARÍAN ANUALMENTE CON ESTOS PROYECTOS?		
63.839 Tn.		
¿CUÁNTOS EMPLEOS SE CREARÍAN APROXIMADAMENTE PARA LA REALIZACIÓN DE ESTOS PROYECTOS?		
48 empleos		

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

En Lorca: Si 2 de cada 10 familias lorquinas -que en este municipio serían 6.115 familias- destinaran 16.500 € en una instalación cooperativa de generación fotovoltaica, lograrían los siguientes resultados: participaciones de 20 kW por familia, que supondría un parque de 122 MW, cuyos ingresos totales alcanzarían los 178.000.000 € transcurridos 25 años, a repartir entre las familias inversoras. Unos retornos económicos que se quedarían en la comarca.

En el caso del autoconsumo en viviendas privadas, el consumo eléctrico del 30% de las familias de Lorca alcanza los 26.000.000 KWh/anales, y la potencia total necesaria del conjunto de todas estas instalaciones de autoconsumo sería de 15 MW. Por tanto, si un 30% de las familias que residen en la ciudad de Lorca instalaran sistemas de autoconsumo fotovoltaico lograrían, 25 años después, ahorrar 73.000.000 € en gasto energético. Un montante que también se quedaría en la ciudad.

Con respecto al autoconsumo para edificios públicos y alumbrado de Lorca, el requerimiento eléctrico de los edificios públicos estimados estaría en el entorno de los 39.000.000 KWh/anales y en el alumbrado público exterior en 7.430.000 Kwh/anales aproximadamente, por lo que, se necesitaría una planta de autoconsumo municipal para autoabastecer el 75% de los requerimientos eléctricos totales de 20 MW, que tendría un coste de 16.343.000 € y un ahorro anual para las arcas municipales de 5.000.000 €. El retorno de la inversión, teniendo en cuenta el ahorro acumulado durante 25 años, sería de 106.000.000 €.

Por consiguiente, con una central fotovoltaica cooperativa de tan sólo 122 MW para la venta de la energía a la red, con autoconsumo fotovoltaico en el 30% de las viviendas privadas y con autoconsumo municipal para edificios públicos y alumbrado, Lorca y sus habitantes dispondrían de un beneficio total, al cabo de 25 años, de 256.100.000 €, con lo que se evitaría anualmente 106.000 toneladas de CO₂. Esto no sólo beneficiaría a las familias fotovoltaicas, sino que generaría un efecto económico multiplicador en otros sectores de la ciudad, al disponer los ciudadanos de más renta, y suponer un menor gasto municipal. Además, crearía cientos de puestos de trabajo en el territorio para la instalación y el mantenimiento de estas dotaciones de generación distribuida.

HAZ QUE SALGA EL SOL EN TU MUNICIPIO		
Selecciona provincia	Murcia	
Selecciona municipio	Lorca	
La población censada en tu municipio es de..	91.730	habitantes
Alrededor de ...	30.577	hogares
1. CENTRAL FOTOVOLTAICA DE VENTA A RED CON CARÁCTER SOCIAL		
<i>Imaginemos que un 20% de estas familias están interesadas en formar parte del proyecto de una central fotovoltaica de venta a red con una participación de 20 kW</i>		
Familias productoras de energía fotovoltaica	6.115	familias
Con la participación de estas familias se podría construir un parque de..	122,30	MW
Coste del parque	100.897.500	€
Ingresos totales del proyecto	178.075.353	€
Inversión inicial por familia	16.500	€
Ingresos totales de la inversión por familia a 25 años de vida útil	29.121	€
Toneladas de CO ₂ eq. evitadas a la atmósfera anualmente	82.541	tn.
2. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN EL MUNICIPIO		
A) POTENCIA INSTALADA PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDAS PRIVADAS		
<i>Imaginemos que un 30% de la población invierte en una pequeña instalación de autoconsumo en su vivienda habitual</i>		
Promedio del consumo eléctrico de una familia española	2.800	kWh/anales
Consumo eléctrico del 30% de las familias del municipio que cambiarían a autoconsumo	25.684.400	kWh/anales
Potencia necesaria de instalaciones de autoconsumo	14,65	MW
Coste del conjunto de instalaciones	17.582.019	€
Ahorro en facturas para estas familias en un año	3.619.836	€
Retorno de la inversión teniendo en cuenta el ahorro durante 25 años	72.913.892	€
B) AUTOCONSUMO MUNICIPAL PARA EDIFICIOS PÚBLICOS Y ALUMBRADO		
<i>Imaginemos que el municipio es autosuficiente eléctricamente en un 75% con instalaciones individuales por edificios públicos o colectivos, y para el alumbrado público</i>		
Requerimientos eléctricos de los edificios públicos	38.870.414	kWh/anales
Requerimientos alumbrado público exterior	7.430.130	kWh/anales
Requerimiento eléctrico del 75% del municipio	34.725.408	kWh/anales
Planta de autoconsumo necesaria	19,81	MW
Coste de la planta	16.342.534	€
Ahorro en facturas en un año	4.894.033	€
Retorno de la inversión teniendo en cuenta el ahorro durante 25 años	106.008.289	€
A + B) AUTOCONSUMO TOTAL		
Seríamos capaz de autoabastecer de energía eléctrica al municipio con una planta de..	34,46	MW
Toneladas de CO ₂ equivalentes evitadas anualmente para el total del municipio con el autoconsumo compartido	23.258	tn.
Ahorro del municipio con autoconsumo	178.922.181	€
¿QUÉ BENEFICIO TOTAL TENDRÍA EL MUNICIPIO Y SUS HABITANTES AL CABO DE 25 AÑOS?		
256.100.034 €		
¿CUÁNTAS TONELADAS DE CO₂ EQ. SE EVITARÍAN ANUALMENTE CON ESTOS PROYECTOS?		
105.799 Tn.		
¿CUÁNTOS EMPLEOS SE CREARÍAN APROXIMADAMENTE PARA LA REALIZACIÓN DE ESTOS PROYECTOS?		
74 empleos		

Análisis de la situación del Sector a nivel estatal

En Tafalla: Si 2 de cada 10 familias tafallesas -que en este municipio serían 710 familias- destinaran 16.500 € en una instalación cooperativa de generación fotovoltaica, lograrían los siguientes resultados: participaciones de 20 kW por familia, lo que supondría un parque de 14 MW, cuyos ingresos totales alcanzarían los 16.000.000 € transcurridos 25 años, a repartir entre las familias inversoras. Unos retornos económicos que se quedarían en la comarca.

En el caso del autoconsumo en viviendas privadas, el consumo eléctrico del 30% de las familias de Tafalla alcanza los 3.000.000 kWh/ anuales, y la potencia total necesaria del conjunto de todas estas instalaciones de autoconsumo sería de 2 MW. Por tanto, un 30% de las familias que residen en la ciudad de Tafalla instalaran sistemas de autoconsumo fotovoltaico lograrían, 25 años después, ahorrar 8.000.000 € en gasto energético. Un montante que también se quedaría en la ciudad.

Con respecto al autoconsumo para edificios públicos y alumbrado de Tafalla, el requerimiento eléctrico de los edificios públicos estimados estaría en el entorno de los 5.000.000 kWh/ anuales y en el alumbrado público exterior en 1.418.000 kWh/ anuales aproximadamente, por lo que, se necesitaría una planta de autoconsumo municipal para autoabastecer el 75% de los requerimientos eléctricos totales de 3 MW, que tendría un coste de 3.000.000 € y un ahorro anual para las arcas municipales de 627.000 €. El retorno de la inversión, teniendo en cuenta el ahorro acumulado durante 25 años, sería de 13.000.000 €.

Por consiguiente, con una central fotovoltaica cooperativa de tan sólo 14 MW para la venta de la energía a la red, con autoconsumo fotovoltaico en el 30% de las viviendas privadas y con autoconsumo municipal para edificios públicos y alumbrado, Tafalla y sus habitantes dispondrían de un beneficio total, al cabo de 25 años, de 26.000.000 €, con lo que se evitaría anualmente 10.300 toneladas de CO₂. Esto no sólo beneficiaría a las familias fotovoltaicas, sino que generaría un efecto económico multiplicador en otros sectores de la ciudad, al disponer los ciudadanos de más renta, y supondría un menor gasto municipal. Además, crearía cientos de puestos de trabajo en el territorio para la instalación y el mantenimiento de estas dotaciones de generación distribuida.

HAZ QUE SALGA EL SOL EN TU MUNICIPIO		
Selecciona provincia	Navarra	
Selecciona municipio	Tafalla	
La población censada en tu municipio es de..	10.660	habitantes
Alrededor de	3.553	hogares
1. CENTRAL FOTOVOLTAICA DE VENTA A RED CON CARÁCTER SOCIAL		
<i>Imaginemos que un 20% de estas familias están interesadas en formar parte del proyecto de una central fotovoltaica de venta a red con una participación de 20 kW</i>		
Familias productoras de energía fotovoltaica	710	familias
Con la participación de estas familias se podría construir un parque de..	14,20	MW
Coste del parque	11.715.000	€
Ingresos totales del proyecto	16.368.434	€
Inversión inicial por familia	16.500	€
Ingresos totales de la inversión por familia a 25 años de vida útil	23.054	€
Toneladas de CO2 eq. evitadas a la atmósfera anualmente	7.446	tn.
2. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN EL MUNICIPIO		
A) POTENCIA INSTALADA PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDAS PRIVADAS		
<i>Imaginemos que un 30% de la población invierte en una pequeña instalación de autoconsumo en su vivienda habitual</i>		
Promedio del consumo eléctrico de una familia española	2.800	kWh/anuales
Consumo eléctrico del 30% de las familias del municipio que cambiarían a autoconsumo	2.984.800	kWh/anuales
Potencia necesaria de instalaciones de autoconsumo	2,19	MW
Coste del conjunto de instalaciones	2.629.780	€
Ahorro en facturas para estas familias en un año	420.663	€
Retorno de la inversión teniendo en cuenta el ahorro durante 25 años	7.886.806	€
B) AUTOCONSUMO MUNICIPAL PARA EDIFICIOS PÚBLICOS Y ALUMBRADO		
<i>Imaginemos que el municipio es autosuficiente eléctricamente en un 75% con instalaciones individuales por edificios públicos o colectivos, y para el alumbrado público</i>		
Requerimientos eléctricos de los edificios públicos	4.517.155	kWh/anuales
Requerimientos alumbrado público exterior	1.417.780	kWh/anuales
Requerimiento eléctrico del 75% del municipio	4.451.201	kWh/anuales
Planta de autoconsumo necesaria	3,27	MW
Coste de la planta	2.696.212	€
Ahorro en facturas en un año	627.331	€
Retorno de la inversión teniendo en cuenta el ahorro durante 25 años	12.987.063	€
A + B) AUTOCONSUMO TOTAL		
Seríamos capaz de autoabastecer de energía eléctrica al municipio con una planta de..	5,46	MW
Toneladas de CO2 equivalentes evitadas anualmente para el total del municipio con el autoconsumo compartido	2.863	tn.
Ahorro del municipio con autoconsumo	20.873.869	€
¿QUÉ BENEFICIO TOTAL TENDRÍA EL MUNICIPIO Y SUS HABITANTES AL CABO DE 25 AÑOS?		
25.527.303 €		
¿CUÁNTAS TONELADAS DE CO2 EQ. SE EVITARÍAN ANUALMENTE CON ESTOS PROYECTOS?		
10.309 Tn.		
¿CUÁNTOS EMPLEOS SE CREARÍAN APROXIMADAMENTE PARA LA REALIZACIÓN DE ESTOS PROYECTOS?		
10 empleos		



5

Anpier, una
asociación
comprometida
con la generación
renovable y social

5.0. ANPIER, UNA ASOCIACIÓN COMPROMETIDA CON LA GENERACIÓN RENOVABLE Y SOCIAL

Con más de 5.000 asociados, personas físicas y jurídicas de todas las Comunidades Autónomas del Estado español, **ANPIER** -Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica- es una organización de ámbito estatal y sin ánimo de lucro, comprometida con la defensa de la generación renovable y social. Una de las prioridades de **ANPIER** es la defensa de la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica en el sector como pilar esencial para el desarrollo de un nuevo modelo energético sostenible, competitivo y responsable con la sociedad. Los principales objetivos **ANPIER** son:

- Promover la generación fotovoltaica, renovable y social.
- Garantizar la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria en el sector de las energías renovables para proteger al productor y promover el desarrollo del sector.
- Informar, asesorar, dar servicios y ofrecer ventajas a nuestros asociados para que la gestión de sus instalaciones resulte más sencilla.
- Impulsar un modelo energético eficiente y sostenible, basado en el uso de las energías renovables, que genere riqueza, empleo y bienestar social, sin que suponga una amenaza para el entorno y la población.

- Aportar conocimiento y valor a los socios, al sector, a las Administraciones y a la Sociedad, para contribuir en la mejora de la competitividad de nuestro sector energético y económico.
- Identificar y promover proyectos de I+D+i, para consolidar a España y a nuestras empresas como referentes internacionales en tecnologías y gestión de energías renovables.
- Promover la formación de productores, profesionales y usuarios, para estimular la creación de empleo en el sector.
- Extender una cultura técnica de la energía entre la sociedad, basada en el ahorro, la eficiencia y respeto al medio ambiente.

ACCIONES

Anpier desarrolla acciones multidisciplinares para avanzar hacia sus objetivos. **ANPIER** mantiene una interlocución permanente con las administraciones, instituciones y entidades que tratan las distintas materias que afectan al sector renovable, para contribuir al estableciendo estrategias y criterios de actuación que beneficien al colectivo fotovoltaico español. Desarrollamos una relación directa frente a la Unión Europea,

reforzada por nuestra presencia en Bruselas, donde contamos con una delegación estable. Fortalecemos nuestras relaciones con la Administración estatal y el Ministerio que asume las competencias de energía, así como con todos los Gobiernos autonómicos, organismos reguladores, Partidos Políticos, Grupos Parlamentarios, asociaciones sectoriales y organizaciones orientadas a la mejora de las condiciones energéticas y medioambientales.

La asociación cuenta con un gabinete de comunicación especializado que orienta sus esfuerzos a mantener una adecuada relación con medios de comunicación y periodistas. Traslada sus posturas y reacciones a la prensa y desarrolla campañas de comunicación en medios online, escritos, radios y televisiones.

ANPIER desarrolla diferentes actividades encaminadas a lograr que se respeten los derechos legítimos de los productores de energía solar fotovoltaica y al impulso de la generación social-renovable a través de publicaciones, jornadas divulgativas y formativas, patrocinios, concursos para la promoción del talento, actos reivindicativos y campañas de comunicación social. Una asociación volcada en dar respuestas y soluciones a sus socios, al sector y a la sociedad. Emitimos continuamente, de manera proactiva, información de interés a través de los medios, de nuestra web o de nuestras redes sociales. Ofrecemos respuestas a todas las dudas e inquietudes que les surgen a nuestros asociados, tanto a través de circulares generales o territoriales, como, de manera directa y personalizada a cada socio que requiera asistencia técnica, jurídica, fiscal o de cualquier otra índole.

Nuestros asociados se benefician tanto de un servicio personalizado, directo y profesional, como de todas las ventajas que se derivan de los acuerdos de colaboración que alcanza la asociación con otras entidades para que sus asociados puedan optimizar los gastos de gestión y mantenimiento de sus instalaciones.

EQUIPO

ANPIER cuenta con un equipo humano orientado a dar el mejor servicio, profesionales especializados en el ámbito de las energías renovables, y comprometido con los objetivos de la asociación y del sector. La dedicación del equipo que forma la asociación es un ejemplo de entrega a una labor y a una causa.

Dto. de Administración:

María José Urbaneja Sánchez

Dto. jurídico:

Sara Molina Castillo

Dto. Economía y Delegada en Bruselas:

Laura Garau

Dto. Ingeniería:

Miguel Martínez

Dto. Audiovisual:

Ignacio del Pozo

Asesor jurídico:

Juan Castro-Gil Amigo

Asesor fiscal

Fernando Berenguer López

Director

Rafael Barrera Morcillo

JUNTA DIRECTIVA

La Junta Directiva de Anpier está compuesta por productores fotovoltaicos de todo el Estado, un grupo plural y diverso capaz de aunar sus esfuerzos para progresar en la misma dirección: la defensa de un colectivo y de un modelo de generación renovable y distribuida en el territorio.

DELEGADOS TERRITORIALES:

Andalucía: Miguel Carra Vilar

Aragón: Jorge Edo Albácar

Asturias: Fernando de la Hoz Elices

Cantabria: Alberto Javier Cuartas Galván

Castilla y León: Alberto Nieto Vivas

Castilla-La mancha: Francisco Pérez Abietar

Cataluña: Albert Mases Pelegrí

Comunidad de Valencia: Lluís Calatayud i Pla

Extremadura: Juan José López Vivas

Galicia: Antonio Cordoní

Islas Baleares: José Francisco Vallcaneras Martínez

La Rioja: Jorge García Domínguez

Madrid: Jorge Puebla García

Navarra: Juan Antonio Cabrero Samaniego

País vasco: Julián Lana Iturmendi

Región de Murcia: Santiago Martínez Gabaldón

Tesorero

Lluís Calatayud i Pla

Vocales

Francesc Selga Calvet

Jorge Edo Albácar

Francisco Pérez Abiétar

Manuel Pérez Más

Secretario

Juan Castro-Gil Amigo

Vicepresidente

Juan Antonio Cabrero Samaniego

Presidente

Miguel Ángel Martínez-Aroca Pérez

SEDE

Agustín de Betancourt, 17 - 8ª

Planta 28003 Madrid

Teléfono: 91 133 68 77

Mail: info@anpier.org

www.anpier.org

Redes:



Agradecimientos:

Nuestro agradecimiento a todos los que han contribuido a la elaboración de este Anuario Fotovoltaico. En especial a Haz Energía, empresa que ha colaborado en su redacción; a Kill Draper, por su labor de maquetación; a Red Eléctrica de España, Comisión Europea y CEMSOLAR por la cesión de algunos de los gráficos.



 **anpier** Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

El futuro renovable en tus manos.