

Anuario Fotovoltaico 2020



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

| | PÁG. | | PÁG. |
|---|------|---|------|
| 1 Introducción | 5 | 4 Análisis de la situación del sector a nivel estatal | 62 |
| 1.1 Miguel Angel Martínez-Aroca. Presidente de Anpier | 6 | 4.1 La regulación sectorial como factor clave en el desarrollo de la fotovoltaica | 64 |
| 1.2 Joan Groizard. Director general del IDAE | 10 | 4.2 Nuevos parámetros retributivos 2020-2022 | 75 |
| 1.3 Fernando Ferrando. Presidente de la Fundación Renovables | 12 | 4.3 Funcionamiento del sistema eléctrico | 78 |
| 1.4 Ramón Tamames. Catedrático de Estructura Económica | 14 | 4.4 Análisis del sector eléctrico en España | 85 |
| 1.5 Javier García Brea. ExDirector del IDAE | 16 | 4.5 Mercado eléctrico español | 93 |
| 2 Análisis de la situación del sector a nivel mundial | 18 | 4.6 Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección de energía en el sistema eléctrico español | 97 |
| 2.1 Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos internacionales | 20 | 4.7 Autoconsumo | 104 |
| 2.2 Derechos de emisión de CO ₂ | 24 | 4.7.1 Breve historia | 104 |
| 2.3 Datos macroeconómicos. Potencia total instalada | 28 | 4.7.2 Nuevo marco regulatorio del autoconsumo | 105 |
| 2.4 Principales mercados fotovoltaicos internacionales | 31 | 4.7.3 Perspectivas de crecimiento | 114 |
| 2.5 Perspectivas internacionales para 2019 | 36 | 4.7.4 Principales sectores de desarrollo | 116 |
| 2.6 Evolución de los componentes de un sistema fotovoltaico | 41 | 4.7.5 Guía de tramitación de instalaciones de autoconsumo | 121 |
| 3 Análisis de la situación del sector a nivel Europeo | 46 | 4.7.6 Líneas de apoyo y bonificaciones | 126 |
| 3.1 Potencia total instalada en Europa | 48 | 4.8 Comunidades ciudadanas de energía | 132 |
| 3.2 Directivas europeas de apoyo a las renovables | 53 | 5 ANPIER, una asociación comprometida con la generación renovable y social | 134 |
| 3.3 Datos macroeconómicos. Potencia total instalada en Europa | 59 | | |



1

Introducción



La urgente necesidad de electrificar y ordenar los consumos energéticos

MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ-AROCA
Presidente de Anpier

En la Conferencia de París sobre el Clima (COP21), celebrada en diciembre de 2015, 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante mundial sobre el clima, con el objetivo de contener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2°C respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, y realizar esfuerzos para limitarlo a 1,5°C.

La UE ratificó el Acuerdo en octubre de 2016 y España lo hizo en 2017. Con este hito, la Comunidad Internacional asumía que el ser humano había provocado un daño irreversible en la atmósfera terrestre y que el tiempo para evitar una debacle planetaria era muy limitado. El reto de esta generación consiste en lograr una transformación urgente en nuestra forma de

producir y consumir bienes, sin que ello condicione nuestro bienestar; los cambios que experimentará nuestra estructura socio-económica post Covid-19 será, sin lugar a dudas, un elemento dinamizador en esta dirección. La clave de todo este proceso radica en la capacidad de electrificar y ordenar nuestros consumos de energía.

El 70% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que provocan el cambio climático, proviene de la producción de energía, por lo que era y es urgente impulsar nuevas políticas energéticas que nos permitan realizar la transición del modelo de generación fósil al modelo de generación eléctrico-renovable. En España, tan solo el 18% de los consumos energéticos que realizamos provienen de fuentes renovables, mientras que el grueso de nuestra demanda de energía sigue "cautiva" de la generación de origen fósil: derivados del petróleo y gas, básicamente.

Como es sabido, las renovables producen, fundamentalmente, electricidad; mientras que los combustibles fósiles ofrecen, principalmente, energía térmica, como la producida por calderas de gas o motores de combustión; aunque también generan energía eléctrica para el sistema general de suministro, a través de las centrales de ciclo combinado de gas, que aportan un 22% (2019) de la energía eléctrica que consumimos. Por lo tanto, el porcentaje final de renovables en el consumo energético total que hacemos los españoles nos viene y nos vendrá limitado por el grado de electrificación de nuestros requerimientos energéticos particulares, profesionales e industriales.

En la actualidad, tan solo un 27% de nuestros consumos totales de energía provienen del sistema eléctrico, el resto de nuestras necesi-

dades energéticas las tenemos que satisfacer a través de recursos de origen fósil, extremadamente contaminantes e importados del exterior. Del suministro eléctrico, una parte variable es de origen renovable, mientras que el resto proviene de centrales nucleares o de gas. De tal manera que, en el utópico caso de que toda la energía eléctrica que consumiéramos fuera 100% renovable, podríamos aspirar, en el mejor de los casos a un 27% de penetración de fuentes renovables en los consumos finales de energía.

La realidad es que tan solo un 36,8% de la energía eléctrica que consumimos en 2019 fue de origen renovable (Datos de REE) y que la demanda de energía eléctrica en España durante ese ejercicio fue un 1,5 % inferior a la del 2018, un descenso que será aún más acusado en 2020

Así pues, una mayor penetración de energías renovables en el sistema eléctrico, por grande que pudiera ser, no garantizará por sí sola que se puedan alcanzar los objetivos de descarbonización del Acuerdo de París. Si no asistimos a la electrificación rápida y efectiva de los consumos de ciudadanos y empresas, cualquier esfuerzo que se realice en esta dirección no solo podría resultar en balde a los efectos de alcanzar el porcentaje de penetración de fuentes renovables en el consumo final de energía -establecidos por la Unión Europea en un 32% y muy mejorados por nuestro Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que plantea un 42%- sino que, además, podría dar lugar a escenarios inesperados e indeseables.

Conocidos los datos de Red Eléctrica Española referentes a la potencia renovable ya instalada o que cuenta con permiso de acceso y conexión, de llevarse a cabo la totalidad de los proyectos registrados, se agregaría al Sistema

una potencia total de eólica y fotovoltaica de 170 GW -cuando el PNIEC prevé incorporar 59 GW hasta 2030- en un escenario en el que ni sube la demanda de electricidad, ni se produce la esperada electrificación de la economía.

Por lo tanto, es preciso articular mecanismos de control de la nueva potencia de generación que se incorpora en cada ejercicio al sistema eléctrico -en cualquiera de sus modalidades tecnológicas y de propiedad- junto con un impulso decidido y urgente para trasladar los consumos de energía fósil a energía eléctrica, a través de la sensibilización ciudadana, pero, fundamentalmente, articulando políticas de impulso -especialmente en movilidad y transporte, que agrupan el 42% del consumo de energía final- y una fiscalidad verde, que compense las externalidades negativas de las emisiones contaminantes y desincentive unos usos en favor de otros, de tal forma que también contribuya la generación fósil a soportar el gran esfuerzo inversor que ha requerido el cambio de modelo energético.

Es necesario, además, revisar el mecanismo de formación de precios en el mercado mayorista puesto que, por su naturaleza marginalista -que ya supuso un grave desequilibrio en el pasado en forma de sobre retribuciones a centrales hidráulicas y nucleares de las grandes empresas, provocando un alarmante déficit de tarifa- empieza a dar las primeras señales de infra retribución en determinadas horas, fenómeno que pudo apreciarse de forma muy clara en las semanas con baja demanda de electricidad, motivada por la caída de la actividad industrial inducida por el parón económico derivado de la crisis sanitaria del Covid-19.

Por otra parte, es obligado incorporar las nuevas figuras que permiten a los ciudadanos

participar directamente en la generación de su propia energía. Nuestra normativa de autoconsumo ofrece un marco sólido y confiable para el desarrollo de esta modalidad de producción y consumo. Las comunidades ciudadanas de energía son otra pieza esencial para consolidar el nuevo modelo renovable y social en España, pero siempre manteniendo un equilibrio solidario y suficiente en el sistema eléctrico al que se incorporan y del que todos los ciudadanos formamos parte.

En este sentido, es importante controlar los sistemas de intercambio de energía que, valiéndose de la digitalización, otorguen la condición de autoconsumidor a quién, en sentido estricto, no lo es, y, a través de una virtualización espacial y temporal de los kWh totalmente desacoplada de la realidad, ofrezcan suministro de electricidad con una carga fiscal desigual a la que soportan el resto de consumidores; el autoconsumo debe verificarse como tal, nuestro colectivo no necesita buscar competitividad en ficciones que, aprovechando vacíos regulatorios, vayan en perjuicio de los consumidores tradicionales, en muchos casos los más vulnerables.

Las Directivas 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y 2019/944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, sientan las bases para que los Estados miembros avancen hacia un nuevo marco energético común, pero siempre sobre los diseños de abastecimiento eléctrico que mejor se adapte a las singularidades de cada país y éstos mismos decidan, procurando señales de inversión precisas y seguridad jurídica para las inversiones, e impulsando el desarrollo de nuevas figuras al mercado de la energía; pero todo ello asentado sobre lo que la UE considera premisa fundamental: proteger el Sistema,

garante del acceso a la electricidad de todos los ciudadanos y ente esencial semipúblico, que permite la vertebración del nuevo modelo energético descarbonizado de los Estados y de la Unión. En este marco, cumpliendo con la senda de electrificación, todas las modalidades de propiedad de generación, almacenamiento y distribución, deben tener cabida y son necesarias.

Hace 12 años, 60.000 familias, atendiendo un llamamiento del Estado, pusieron los cimientos de un futuro -que ahora es presente- en el que fuera posible, como efectivamente es, captar energía de los fotones del sol, y que ésta resultara modulable, limpia, barata y autóctona. Nosotros, los productores fotovoltaicos, hemos cumplido con nuestro compromiso, hemos legado la llave sin la cual no era posible emprender la transición energética ni, por ende, evitar los peores efectos del cambio climático sin renunciar al progreso y a la prosperidad.

Nuestro esfuerzo ha contribuido a bajar en un 90% los costes de instalación de la fotovoltaica, para ofrecer precios de la energía cercanos a los 30 €/MWh, algo que resultaba impensable hace unos pocos años; a pesar de ello, en este camino, las familias pioneras de la fotovoltaica estamos soportando draconianos recortes retroactivos en las retribuciones que nos fueron garantizadas por el Estado por cumplir con esta misión, una cuestión en la que se ha avanzado, pero que aún está pendiente de ser resuelta.

El acuerdo de gobierno entre PSOE y Unidas Podemos contempla esta urgencia, solo así podremos decir que la transición ecológica ha sido justa.



Un año clave, una perspectiva de éxito

JOAN GROIZARD
Director general del IDAE

2019 ha sido sin duda un año clave para la fotovoltaica en nuestro país. Se han puesto en marcha del orden de 4.000MW de nueva capacidad, la gran mayoría ligados a las subastas de 2017, aunque también hemos visto el desarrollo de algunos proyectos sin régimen retributivo específico. Todo esto ha permitido batir récords en generación, de modo que ya

es habitual ver picos de generación fotovoltaica instantánea por encima de los 5GW.

Pero, además, 2019 ha sido también el año del autoconsumo: tras el Real Decreto-Ley 15/2018, que eliminaba trabas económicas y administrativas y habilitaba el autoconsumo colectivo y la compensación simplificada,

hemos visto no solo una gran cantidad de nuevas instalaciones – llegando a casi 1GW de potencia instalada – sino también nuevos modelos de negocio, nuevas alianzas empresariales o nuevas empresas orientadas específicamente al autoconsumo y la generación distribuida. Prueba de esa efervescencia fue el éxito, tanto por la diversidad de ponencias como por el número de asistentes, de la jornada marco de autoconsumo que organizó IDAE en GENERA 2019.

También ha sido especialmente relevante el cumplimiento de una reivindicación clave del sector: mitigar el impacto de los cambios normativos de 2013. El Real Decreto-Ley 17/2019 ofrece la posibilidad a las más de 60.000 instalaciones renovables de mantener hasta 2031 la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio, esto es, el 7,398%, evitando así la posible incertidumbre en los ingresos cada 6 años.

Pero lo verdaderamente significativo este año 2019 es que quedan sentadas las bases para la década que viene, queda trazada, en definitiva, la senda de progreso para esta tecnología renovable de aprovechamiento. En este sentido, El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé un enorme despliegue de generación fotovoltaica, desde autoconsumo residencial o industrial a instalaciones a gran escala, llegando a casi 40GW instalados en 2030. Asimismo, prevé un Plan de Desarrollo Industrial que permita capturar el potencial económico e industrial que puede suponer la transición energética en nuestro país. Ya somos punteros en fabricación de determinados componentes, estructuras o sistemas de seguimiento. Con unas políticas adecuadas y la coordinación con el sector, podemos reforzar todavía más toda la cadena de valor industrial.

Desde IDAE, en los próximos meses prevemos lanzar algunas iniciativas para poner de manifiesto el enorme potencial de empleo y desarrollo industrial de la transición energética en nuestro país. Para hacerlo efectivo, necesitaremos distintas herramientas. Por una parte, un nuevo marco de subastas, que nos ponga en línea con otros países de nuestro entorno, sencillo y que permita la participación de todo tipo de actores, también de pequeños promotores o proyectos ciudadanos, a la vez que traslade a la factura del consumidor los ahorros que supone la generación renovable.

Debemos asegurar también que la capacidad de conexión a la red está disponible para proyectos reales, con vocación de ser construidos y puestos en marcha. Ni el reto del cambio climático ni la oportunidad del despliegue renovable en nuestro país pueden permitirse que se hagan otros usos de los permisos de conexión.

Por último, a lo largo del año 2020 contamos con movilizar hasta 300 millones de euros provenientes de fondos FEDER, apalancados con fondos propios del IDAE, destinados a proyectos de energías renovables de carácter innovador.

En todos estos retos, va a ser fundamental el diálogo constante: entre los ámbitos público y privado, entre el propio sector, pero también con el conjunto de la ciudadanía. Como sector, como sociedad y como país tenemos los mimbres para una transición energética rápida, efectiva y justa. Recientemente hemos podido demostrar que somos capaces de actuar de forma coordinada y responsable ante un gran desafío común. Confío en que seremos capaces de continuar haciéndolo, también, ante el reto de la crisis climática y del cambio de paradigma energético.



Y las cañas se volvieron lanzas

FERNANDO FERRANDO

Presidente de la Fundación Renovables

Cuando empecé a escribir este artículo tenía previsto dejar constancia del resurgimiento de la fotovoltaica en España debido a la instalación en 2019 de 4.434 MW, de los que 3.728 MW procedían de la subasta de julio de 2017, 247 MW de iniciativas que iban directamente al mercado y 459 MW de autoconsumo, lo que suponía no solo la existencia de

un apetito inversor, sino que el sector había ganado dinamismo.

Estas cifras también dejan sombras y se corresponden con la constatación de que las subastas organizadas en 2017 han generado, por su diseño, procesos especulativos provocados por la existencia de suelos de retri-

bución muy por encima de lo que sería una retribución razonable. Esa sobrerretribución ha generado importantes plusvalías por la transmisión de iniciativas de los que se presentaron y fueron adjudicatarios de potencia con el único objetivo de jugar sus bazas en un mercado con gran demanda para tomar posiciones en activos regulados por parte de fondos de inversión y del sector energético tradicional.

Tenía muchas más ideas que plasmar sobre un año que ha supuesto que el autoconsumo y la apuesta por las renovables del Gobierno actual se fueran plasmando en iniciativas que permitieran recuperar el tiempo perdido desde 2010, pero la aparición en nuestras vidas del Covid-19 me ha hecho cambiar de opinión sobre los contenidos que quería incluir y tenía preparados.

En el momento de entregar este artículo todavía no hemos llegado al tan esperado pico de contagios y la preocupación de todos sigue avanzando tan rápidamente como la desinformación e intoxicación con noticias interesadas, en busca de culpables en vez de la solución definitiva al problema.

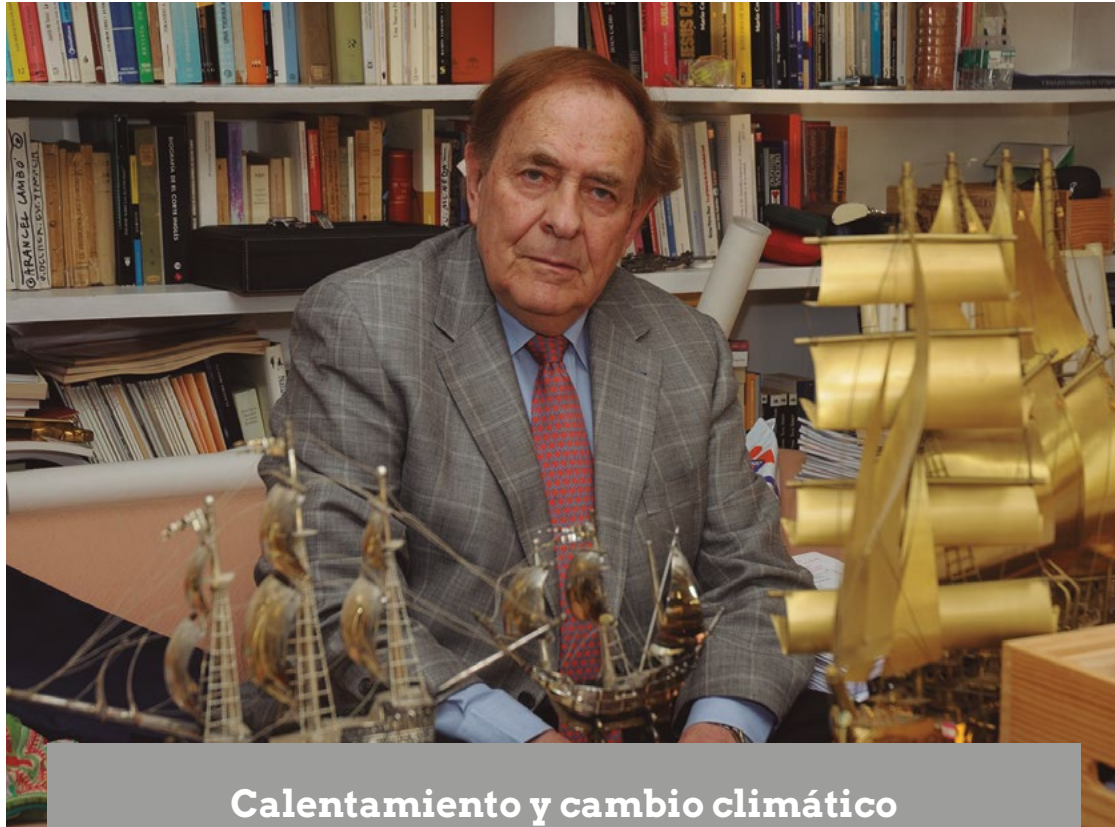
En estos momentos lo que toca es ser positivos y tener esperanza de que no solo superaremos la pandemia, sino de que este proceso servirá para que todos nos replanteemos muchas cosas, que no por avisadas se habían orillado, porque ponerlas en marcha suponía cambiar nuestro modelo de convivencia hacia uno más responsable y sostenible. No puedo dejar de pensar en cómo afecta el Covid-19 a aquellas personas que, por la mala calidad del aire de nuestras ciudades, se han convertido en grupos de riesgo y están sufriendo con mayor virulencia los efectos neumológicos del virus.

Esta situación que estamos viviendo debe hacer que nos replanteemos nuestra relación con el entorno, nuestra forma de usar los recursos naturales, ya de por sí escasos, y por qué no, que para crecer económicamente no todo vale, que al final siempre todos tenemos que pagar la fiesta que unos pocos disfrutaron.

También debemos vigilar y exigir que la salida de la crisis económica y social que esta pandemia conlleva se lleve a cabo pensando más en las personas que en las empresas. Hemos comprobado cómo la crisis del 2007 recayó, tanto por sus efectos durante la recesión como por la forma de salir de ella, principalmente sobre los consumidores. Si atendemos a las cuestiones relacionadas con la energía, las tarifas de electricidad se hicieron más fijas para garantizar los retornos a las grandes empresas y aquellos que invirtieron o apostaron por las renovables fueron maltratados porque no había hueco para todas las fuentes. En definitiva, los procesos de ajuste solo sirvieron para concentrar el poder económico y para perder derechos.

Por eso, y ya pensando en el futuro y sabiendo que nuestro comportamiento debe cambiar hacia una nueva cultura de comportamiento con la energía y con el medio natural, me gustaría acabar esta tribuna pidiendo al Gobierno que piense antes en la ciudadanía que en la economía y a todos y a todas que estemos vigilantes para que esta vez la crisis la superemos con el esfuerzo y en beneficio de toda la sociedad.

Salud y fuerza.



Calentamiento y cambio climático ¿Estamos a tiempo?

RAMÓN TAMAMES

Catedrático de Estructura Económica

En anteriores ediciones de este Anuario, nos hemos ocupado de los aspectos fundamentales del calentamiento global y del cambio climático. Sirva pues esta nota para actualizar la situación en que nos encontramos en lo que es, actualmente, el tema más importante de la problemática mundial.

Recordemos que fue en Copenhague, en 2009,

cuando se tomó conciencia de la enorme gravedad del fracaso del Protocolo de Kioto para resolver el tema del cambio climático, vigente desde 1997, pero aplicado casi sólo por la Unión Europea, que abarca no más del 9 por 100 de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En Copenhague se apreció que era necesario

esbozar nuevos criterios de descarbonización para que todos los países del mundo pudieran entrar en el proyecto. Propósito que se alcanzó, en principio, en la Conferencia de las Partes (COP), número 21; con el llamado Acuerdo de París de 2015, que todos los países de la Tierra [193] apoyaron como una nueva esperanza de llegar a tiempo para frenar el gran problema. Ciertamente ya con los más altos niveles de contaminación [400.000 toneladas anuales de emisiones de GEI], y con un incierto de no superar los 2°C de la era preindustrial.

Sin embargo, tampoco el Acuerdo de París de 2015 lleva camino de ser la solución definitiva, tal como hoy está planteado. Entre otras razones, porque los máximos contaminadores se muestran renuentes a una acción decisiva.

En China, con el 26 por 100 de las emisiones, obtuvo en París el permiso para empezar a recortarlas en 2030; con un aporte más que formidable al empeoramiento de la situación hacia esa fecha. En el caso de EE.UU. (que emite el 19 por 100 del total GEI), incluso la aprobación del texto de París por el Presidente Obama, en 2015, quedará sustituida por la decisión de Trump de retirarse del Acuerdo, previsiblemente en el 2020 en curso.

Por lo demás, las expectativas tampoco son favorables en el caso de Rusia —que sólo en 2019 se incorporó al Acuerdo de París— y de Arabia Saudí y otros países de la OPEP, que siguen en la era del petróleo y el gas natural. Incluso dentro de la UE, Polonia muestra sus resistencias a asumir compromisos suficientes para descarbonizarse como los demás Estados miembros de la Unión.

En 2019, en la COP-25 (celebrada en Madrid, por sucesos políticos de violencia política en Chile que era la sede antes prevista), se declaró la

emergencia climática en la Unión Europea, que agrupa a 27 países. Asumiéndose los objetivos adecuados, para lograr la completa descarbonización de la sociedad en 2050. Con un cambio total del modelo energético, para sustituir los mencionados combustibles de origen fósil por las energías renovables (eólica, solar, maremotriz, biomasa, etc.). Claro es que la UE sólo controla el 9 por 100 de las emisiones de GEI.

Nota final: El Secretario General de las Naciones Unidas, Antonio Guterres, pidió el 11 de marzo de 2020 a todos los países, que no se distraigan en la lucha contra el calentamiento; haciendo público un documento en el que se subraya como 2019 fue el segundo año de la historia con la temperatura media global más cálida desde 1880. A propósito de lo cual, la Organización Meteorológica Mundial insiste en que el incremento de la temperatura está relacionado cada vez más con las emisiones de GEI provocadas por los humanos.

“Estamos muy lejos de cumplir los objetivos”, advirtió Guterres. Y por ello mismo, insistió en que en la próxima Cumbre del Clima, que se celebrará Glasgow [Escocia], todos los miembros de la ONU deberán comprometerse a reducir sus emisiones en un 45 por 100, sobre 1990, en el año 2030.

¿Es posible ese objetivo del Secretario General de la ONU? Muy difícil. Pero las evidencias que se están produciendo del desastre del clima al que nos acercamos, podrían hacer mucho para repensar la situación hacia una actitud mucho más combativa en favor de un planeta amenazado.



La fotovoltaica entre la oportunidad o el desastre

JAVIER GARCÍA BREVA
Ex-Director del IDAE

La fotovoltaica en la próxima década seguirá la tendencia de precios más bajos y mejora de su eficiencia por el diseño y funcionamiento inteligente de las instalaciones. La combinación con almacenamiento y el crecimiento de la generación distribuida mejorarán su competitividad hasta el punto de que, según Wood Mackenzie, será más barata que el gas en todo

el mundo en 2023. No es casual que el Departamento de Energía de EEUU haya anunciado un programa para acelerar el uso del almacenamiento y liderar el mercado de baterías.

En España el PNIEC 2021-2030 ha propuesto 39 GW de nueva potencia fotovoltaica; pero en 2019 REE ha autorizado más de 77,6 GW y se

instalaron 3.975 MW fotovoltaicos de los que solo una décima parte fueron de autoconsumo. El resto siguió el modelo de instalaciones conectadas a red, inaugurando el espectáculo de plantas a gran escala de hasta 800 MW, saturando las redes, en medio de innumerables operaciones corporativas y con el único interés de especular en un modelo centralizado, dominado por los inversores extranjeros.

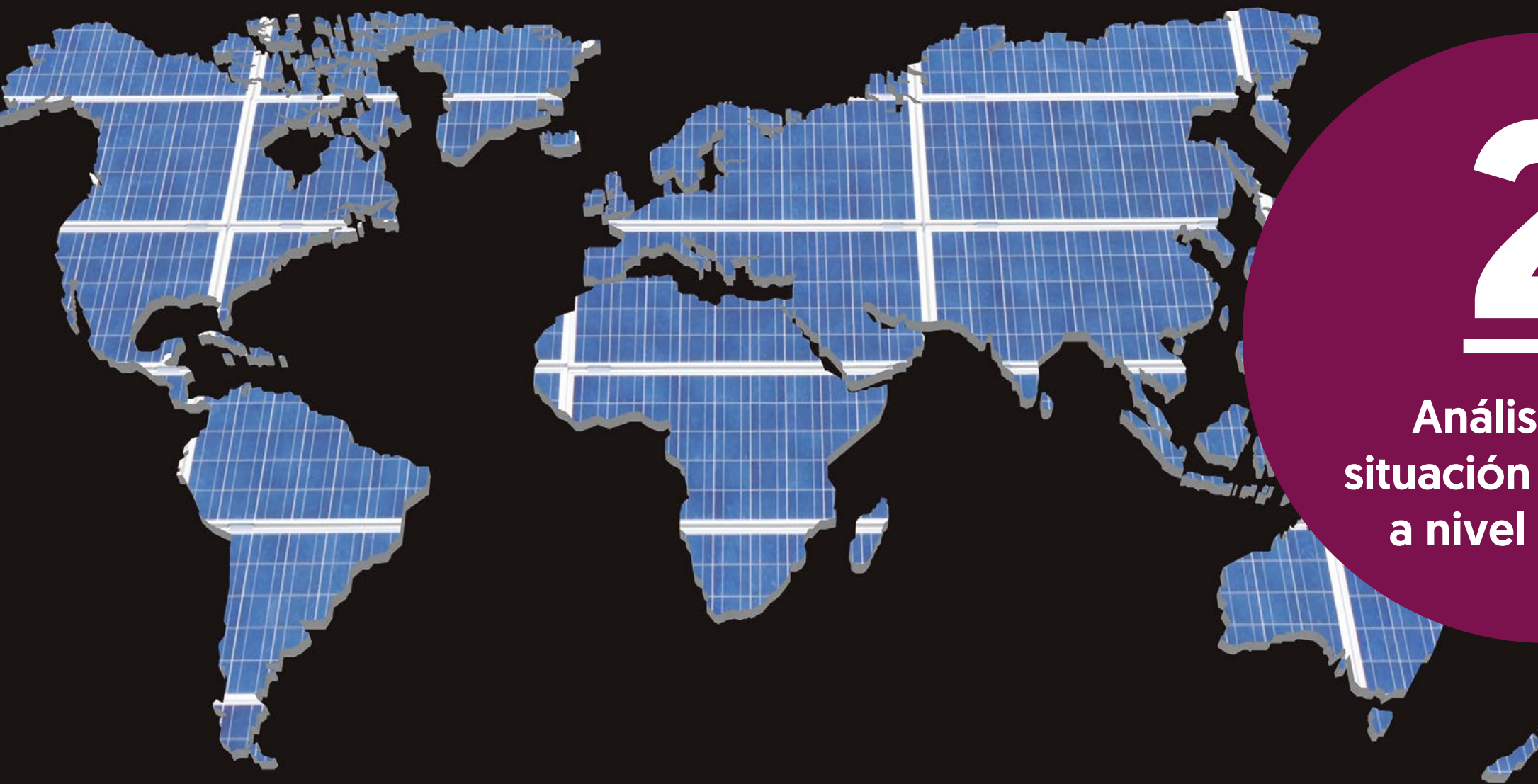
La fotovoltaica será disruptiva desde la demanda y no desde la generación, porque es el primer recurso energético distribuido. Si alguien no sabe para qué sirven las subastas, lo ocurrido en 2019 debería servir de lección. Por el contrario, la fotovoltaica para autoconsumo con almacenamiento, vinculada a la carga inteligente del vehículo eléctrico en los edificios, pymes, viviendas y aparcamientos es el modelo de generación distribuida que establecen las nuevas directivas europeas; por eso, el escaso diez por ciento de fotovoltaica para autoconsumo de 2019 indica que algo se está haciendo mal y tendrá consecuencias desastrosas.

La fotovoltaica es la fuente de energía que puede transformar el sistema eléctrico centralizado en otro distribuido con la participación del consumidor activo como nuevo centro del sistema. Para esa transición energética es necesario cortar la especulación renovable que está incrustada en la misma regulación.

Las normas de acceso y conexión deben utilizarse para cerrar el paso a los especuladores y profesionales del capitalismo concesional. Las subastas han de convertirse en licitaciones exclusivamente dirigidas a proyectos de generación distribuida, autoconsumo, comunidades de renovables y entes locales. Los grandes inversores no necesitan subastas.

El PNIEC debe establecer objetivos específicos de generación distribuida, de capacidad de energía flexible y de almacenamiento en baja tensión, que el borrador actualizado no contempla. Deberá completarse con la “Estrategia a largo plazo de Rehabilitación” para transformar el parque edificatorio en edificios de consumo de energía casi nulo y una “Estrategia Nacional de Hidrógeno Renovable” para consumir o almacenar el exceso de producción renovable.

Viendo cómo la pérdida de valor de los activos contaminantes afecta a la rentabilidad de las grandes energéticas, podría ocurrir que los 77,6 GW ya autorizados, más los de las subastas anunciadas, se destinen en un 90% a proyectos fotovoltaicos a gran escala. Sería un doble desastre para el sistema y los consumidores que solo se evitará integrando la fotovoltaica en el urbanismo y el transporte como primer recurso energético distribuido.



2

**Análisis de la
situación del sector
a nivel mundial**

2.1.

Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 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 adversos, dificultades en el acceso al agua potable, problemas en la 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 celebra-

da 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.

Por otro lado, la Asamblea General de la ONU adoptó en septiembre de 2015 la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Objetivos Mundiales, son un llamado universal a la adopción de medidas para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad.

Los Estados miembros de la Naciones Unidas aprobaron una resolución en la que reconocen que el mayor desafío del mundo actual es la erradicación de la pobreza y afirman que sin lograrla no puede haber desarrollo sostenible. La nueva estrategia regirá los programas de desarrollo mundiales durante los próximos 15 años. La Agenda plantea 17 Objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental. Estos 17 Objetivos se basan en los logros de los Obje-

tivos de Desarrollo del Milenio, aunque incluyen nuevas esferas como el cambio climático, la desigualdad económica, la innovación, el consumo sostenible y la paz y la justicia, entre otras prioridades. Los Objetivos están interrelacionados, con frecuencia la clave del éxito de uno involucrará las cuestiones más frecuentemente vinculadas con otro. Los ODS conllevan un espíritu de colaboración y pragmatismo para elegir las mejores opciones con el fin de mejorar la vida, de manera sostenible, para las generaciones futuras. Proporcionan orientaciones y metas claras para su adopción por todos los países en conformidad con sus propias prioridades y los desafíos ambientales del mundo en general. Los ODS son una agenda inclusiva. Abordan las causas fundamentales de la pobreza y nos unen para lograr un cambio positivo en beneficio de las personas y el planeta. En este contexto, se hace aún más relevante el proceso de participación de la población y los agentes económicos en colaboración con entidades públicas

para lograr los objetivos de cambio climático y desarrollo sostenible.

En diciembre de 2019 se celebró en Madrid la COP 25, en la que se lograron 7 de los 8 objetivos que se presentaron:

1. El acuerdo global por la ambición climática. Esto significa que los 197 países se han comprometido a presentar más y mejores compromisos nacionalmente determinados. Donde los países van a tener que exigirse al máximo para cumplir este compromiso.
2. Carbono Neutralidad al 2050. Quiere decir que 121 de los 197 países se comprometieron a conseguir que se emita la misma cantidad de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera de la que se retira por distintas vías, como pide la ciencia y lo está haciendo Chile, que ha sido pionero en este proceso y ha logrado sumar a la mayor parte

de la comunidad internacional.

3. Protección de los océanos. Acuerdo Global para que los océanos estén protegidos de acuerdo con la ciencia para la acción climática. Esto es un logro inédito en una COP.
4. Acción climática. Pese a las dificultades, se consensó una mayor equidad social a nivel global en la acción climática y el mecanismo para abordar las pérdidas y daños que sufren los países más vulnerables frente al cambio climático. Porque el Cambio Climático también es una herramienta para luchar contra desigualdades.
5. Plan de Equidad de Género entre hombres y mujeres para impulsar la Acción Climática. Es un anhelo muy profundo de la sociedad, porque la equidad de género no es un tema sólo de las mujeres. Es un tema que involucra a toda la humanidad, igual que el cambio climático.

6. Aumentar fuertemente los compromisos del sector privado y actores no estatales. 400 ciudades, 800 empresas globales y más de 4 trillones de dólares para inversiones para alcanzar la Carbono Neutralidad 2050.

7. Transversalizar la acción climática. Involucrando por primera vez en la historia a autoridades de los principales sectores productivos. Ministros del mundo de Energía, Agricultura, Transporte y Finanzas buscarán, a partir de esta COP25, soluciones y caminos para emitir menos y capturar más.

Sin embargo, no se logró un consenso entre los países para regular la compra y venta de los bonos de carbono. Este tema se ha intentado solucionar durante las últimas 4 COPs, pero aún no existe voluntad ni madurez política de algunas de los países más grandes emisores.



2.2.

Derechos de emisión de CO₂

El sistema de derechos de emisión se puso en marcha el 1 de enero de 2005 con el objetivo de fomentar la reducción de emisiones de CO₂ en los sectores industriales por parte de aquellos sectores productivos más contaminantes. Actualmente, existen casi 1.100 instalaciones afectadas por este régimen, que representan un 45% de las emisiones totales nacionales de todos los gases de efecto invernadero.

El funcionamiento de los derechos de emisión (en sus siglas en inglés, "EUA") se articula estableciendo, para las instalaciones que se encuentran sujetas, el límite máximo de gases de efecto invernadero que pueden emitir a la atmósfera. Las empresas pueden operar dentro de este límite comprando o vendiendo derechos de emisión entre sí, todo ello en función de sus necesidades. En el caso en que las em-

presas no cubran todas sus emisiones se les puede imponer fuertes sanciones.

En el año 2005, la Unión Europea puso en marcha el primer y mayor Régimen Internacional de Comercio de Derechos de Emisión del mundo, que representa más de tres cuartas partes del comercio internacional de carbono. Este fue consecuencia de la aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003 por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de la Comunidad.

La Directiva establece cuatro periodos de implementación de los derechos de emisión: Un primer periodo del 2005 al 2007, como fase piloto y de preparación para la Fase dos [2008-2012], cuando los derechos de emisión europeos deberían funcionar ya de manera

FIGURA 1: FASES DEL RÉGIMEN EUROPEO DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN.



Fuente: European Commission

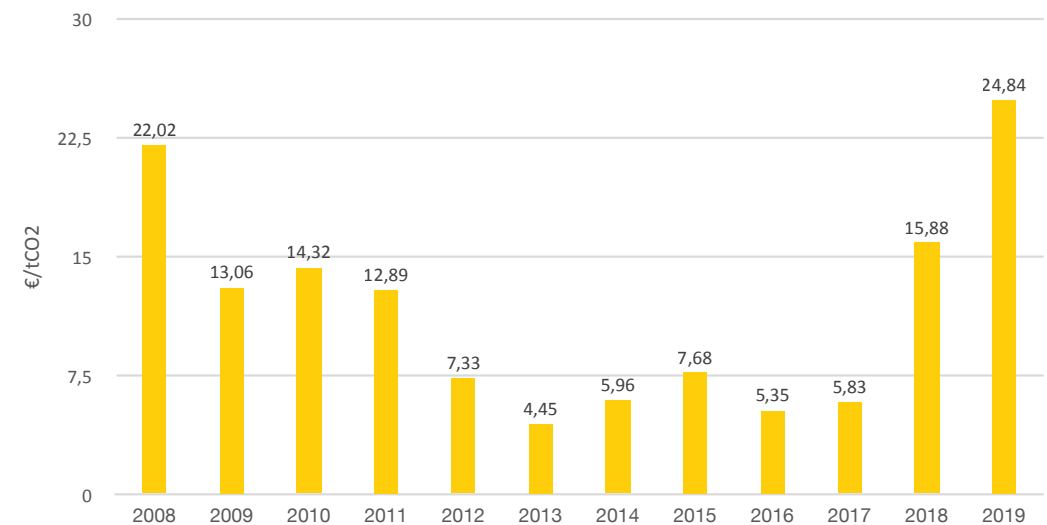
efectiva, con el fin de ayudar a cumplir los objetivos fijados en el Protocolo de Kyoto. Una tercera fase de consolidación de las medidas propuestas y, finalmente una última y cuarta fase donde se determinan los objetivos a alcanzar para cumplir con la reducción de emisiones acordada en 2030.

En la tercera fase, se introducen cambios significativos en cuanto al límite de emisiones nacionales, utilizándose un límite único de emisión para todos los estados miembros, así como su hominización. También se introducen nuevos sectores y gases de aplicación en el método de asignación de derechos a través de subastas. Por último, destaca la dotación de 300 millones de derechos de emisión para financiar el despliegue de tecnologías innovadoras de energías renovables, captura y almacenamiento de carbono a través del programa NER300.

Al comienzo de la segunda fase, y a diferencia del período inicial, la Comisión Europea redujo las asignaciones a los Estados Miembros. Esto provocó una reducción de los derechos de emisión en circulación y elevó el precio del CO₂ hasta los 22€/t. Por otra parte, la crisis financiera redujo la actividad económica de empresas e industrias partícipes en los sectores del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones [EU ETS], generando una asignación excedentaria que provocó una caída de los precios en dicho periodo. En el año 2009, la reducción de la actividad económica fue muy notable, habiendo disminuido el Índice de Producción Industrial [IPI] de los países incluidos en el EU ETS en un 15% para ese periodo.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución media de los precios de cotización desde el principio del segundo periodo hasta la actualidad:

FIGURA 2: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂: 2008-2019



Fuente: Sendeco2

A finales de 2012, debido a la incertidumbre sobre la continuidad del protocolo de Kyoto, el aplazamiento de la retirada de derechos del mercado hasta finales del año 2013, y los cambios en la normativa a aplicar a partir de la tercera fase, los precios sufrieron un ajuste muy sustancial, disminuyendo, aproximadamente, un 45% respecto de los del año anterior.

Durante el comienzo de la Fase tres, se añadieron un conjunto de reformas importantes que, sin embargo, no fueron suficientes para aumentar los precios, manteniéndose estos durante el 2013 en la banda de los 3-5 €/t. Para revertir esta situación, a finales de ese año el Parlamento Europeo aprobó la retirada temporal de 900 toneladas de CO₂ entre 2013 y 2015, lo que implicó un ligero incremento del precio de los derechos.

En el año 2016, el precio volvió a disminuir a pesar de los objetivos de reducción de la cumbre de París. Esta reducción se produjo por tres sucesos: (i) la caída del precio del gas natural, que generó una menor deman-

da de derechos de emisión por parte de las empresas de generación eléctrica, (ii) la caída del precio de la electricidad en Alemania, que provocó que las compañías eléctricas recompraran la electricidad que habían vendido en forma de futuros, vendiendo los EUA anteriormente comprados, y (iii) por los temores de una recesión global derivados de la desaceleración de la economía China y de los países emergentes que redundó en una disminución del volumen de compras.

En 2017, las emisiones aumentaron ligeramente en comparación con 2016, poniendo fin a la tendencia de disminución que comenzó al inicio de la tercera fase. Esto fue debido al aumento de la actividad económica, especialmente del sector industrial, reduciéndose por cuarto año consecutivo las emisiones del sector eléctrico.

La Directiva del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) publicada en marzo de 2018 (con entrada en vigor el 8 de abril), reforma el régimen para la próxima década, con

el objetivo de reducir las emisiones de GEI de los sectores incluidos en el RCDE EU 2030 en un 43%, además de salvaguardar la competitividad industrial y fomentar la modernización e innovación hipocarbónica.

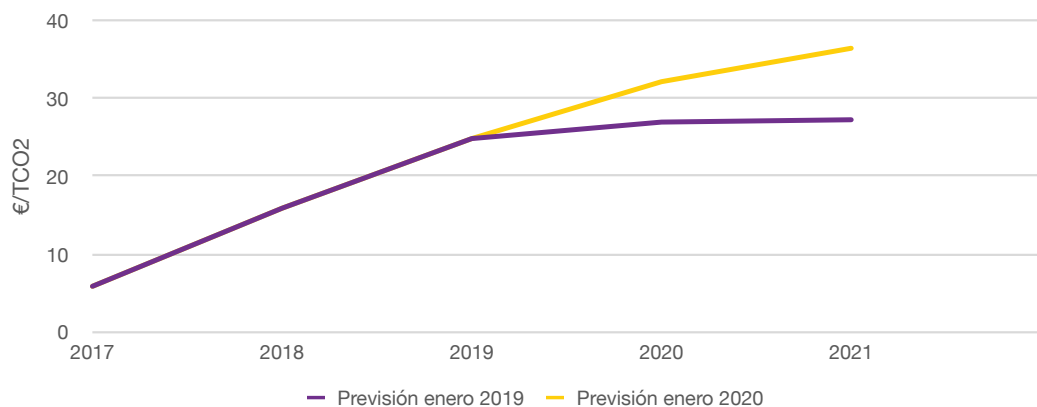
Los precios resultantes en 2019 se han visto significativamente incrementados con respecto a los años anteriores, esta subida está íntimamente relacionada con la forma en que está diseñado el sistema. En la próxima fase cuatro, la establecida entre 2021 a 2030, la asignación gratuita que cada estado miembro a la industria contaminante se reducirá cada año, se aplicarán reglas más estrictas en caso de fuga de carbono y se destinará una mayor financiación para innovar en tecnologías bajas en carbono y la modernización del sector energético.

Esta revisión de la Fase cuatro, junto con la vi-

sible recuperación del precio del CO₂ en 2019, ha elevado las expectativas de los expertos en cuanto al pronóstico para el último año de la Fase tres y el inicio de la Fase cuatro. De este modo, una vez concluido el año 2019, las previsiones para el año 2020 crecen un 19,2% respecto a las realizadas a finales de año, situándose en 32,16 €/t. Siguiendo la misma línea, también se incrementan las predicciones para 2021 hasta los 36,46 €/t -un incremento del 33,7%-. Sin embargo, a partir de 2022 se ha pronosticado un descenso que durará hasta 2027. Este descenso en los precios se ha establecido en base a dos factores, como son la disminución de emisiones a partir de 2024 y por la incorporación de un mayor porcentaje de energía renovables en el mix energético.

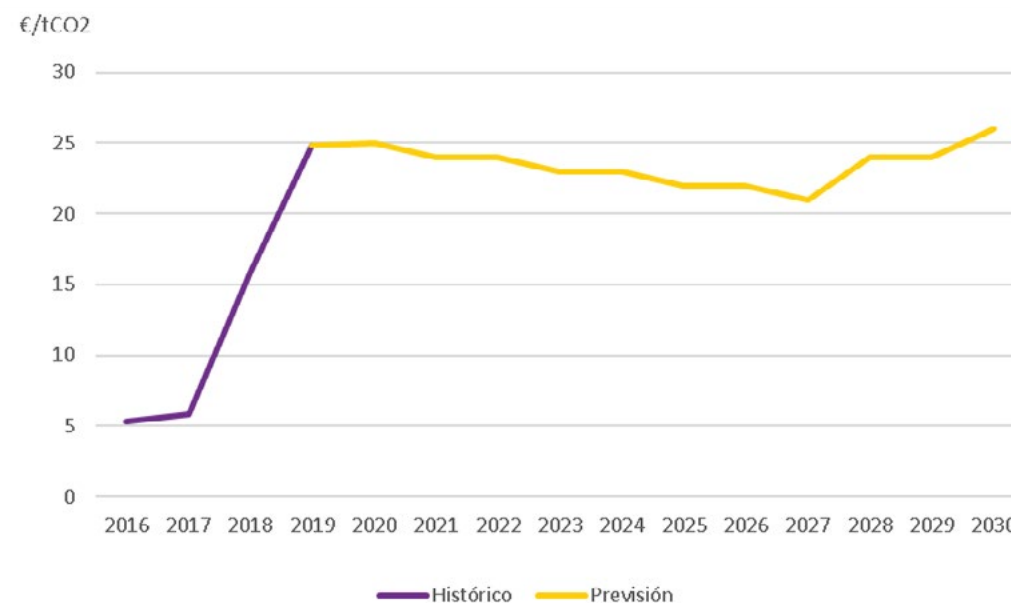
Del 2026 en adelante se recuperarían los precios, alcanzando los 26 €/tCO₂ en 2030.

FIGURA 3: PREVISIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂ A 2021.



Fuente: Reuters

FIGURA 4: PREVISIÓN DE LOS PRECIOS DEL CO₂ A 2030.



Fuente: Refinitiv

2.3.

Datos macroeconómicos Potencia total instalada

La energía fotovoltaica a nivel mundial sigue creciendo año tras año. Con China a la cabeza del crecimiento a nivel mundial, seguido por Estados Unidos y Japón. Entre los tres países suman más del 50% de la potencia acumulada a nivel mundial. El crecimiento experimentado durante el 2019 supera al registrado el año anterior impulsado por países que han experimentado un ligero aumento en potencia acumulada

a la registrada en años anteriores.

A lo largo del 2019, se han instalado a nivel mundial 128 GW de energía fotovoltaica, lo que supone, respecto de 2018, un crecimiento del 25% en términos de potencia acumulada. Asimismo, cabe destacar que la potencia fotovoltaica a nivel mundial es superior a la del resto de tecnologías renovables sumadas de forma conjunta.

TABLA 1: POTENCIA ACUMULADA EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DEL MUNDO.

| 2019 | | |
|--------------------|----------------|---------------|
| PAISES | ACUMULADA (GW) | ACUMULADA (%) |
| Rep. Popular China | 204,68 | 32% |
| Estados Unidos | 61,60 | 12% |
| Japón | 63,50 | 10% |
| Alemania | 49,91 | 8% |
| India | 28,18 | 4% |
| Italia | 20,48 | 3% |
| Australia | 19 | 3% |
| Reino Unido | 13,36 | 2% |
| Francia | 10,02 | 2% |
| Corea | 9,24 | 2% |
| Resto del mundo | 145,21 | 23% |
| Total mundial | 632,90 | 100% |

Fuente: IRENA y SolarPower Europe

Más allá de estos tres países cabe destacar que, dentro de las diez primeras potencias mundiales fotovoltaicas, cuatro de ellas pertenecen a la Unión Europea: (i) Alemania con un 8%, (ii) Italia con un 3%, (iii) Reino Unido y, finalmente, (iv) Francia con un 2%. De igual forma, merece resaltar el significativo crecimiento experimentado durante los últimos años en los Países Bajos, que han instalado, 2,5 GW en 2019. Siendo el segundo país europeo con más potencia instalada en el presente año.

Uno de los países asiáticos con mayor crecimiento en los últimos años es la India. De hecho, por segundo año consecutivo se encuentra entre los 5 primeros países en términos de potencia total instalada, representando, aproximadamente, el 4% aunque su nivel de crecimiento se ha visto reducido con respecto a 2018, cuando alcanzó el 5% de la potencial global.

A nivel general, seguimos observando como la distribución de la potencia mundial acumulada se reparte de forma desigual en los cinco continentes. Europa continúa destacando por la cantidad de pequeños y medianos mercados repartidos a lo largo de todo su territorio, situándose en su conjunto como un gran mercado fotovoltaico. Durante el 2019, la mayoría de los países integrantes en la Unión Europea ha experimentado un importante crecimiento, propiciado por la fecha límite para cumplir los objetivos en energías renovables 2020.

Fuera de la Unión Europea, países como Turquía han experimentado un crecimiento inferior al esperado sumando menos de 1 GW a la capacidad total instalada, propiciado por la crisis económica del país. En contraposición, uno de los países que destaca en la actualidad, motivado por un atractivo programa de tarifas subvencionadas por producción de energía solar, es Ucrania que suma más de 1 GW de potencia instalada por primera vez.

Por su parte, en el continente asiático existen mercados más allá de las grandes potencias establecidas que, destacan por sus potencias ya consolidadas, como es el caso de Corea del Sur con 1,64 GW instalados en 2019, Pakistán con 830 MW y Taiwán con 520 MW.

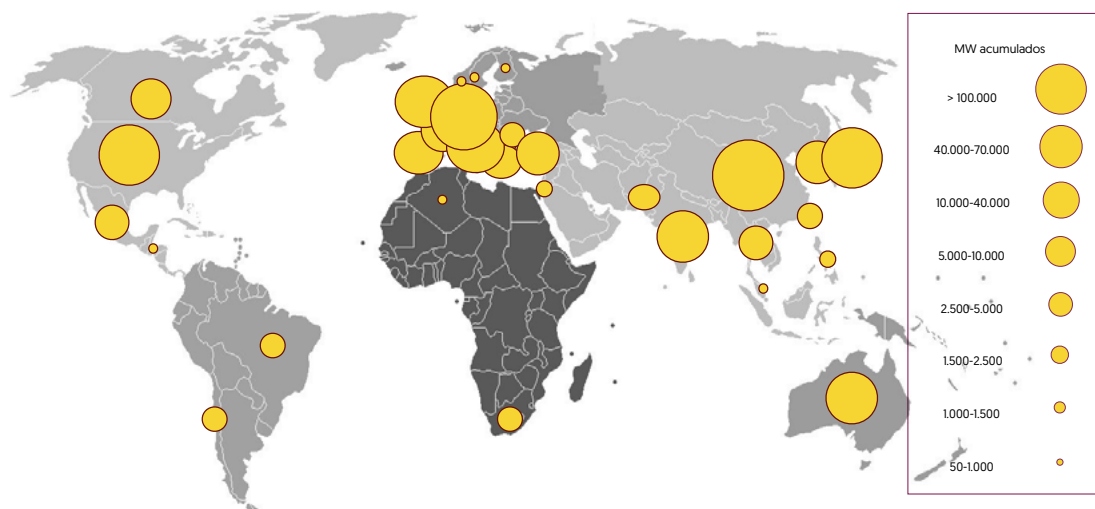
Asimismo, en el caso de América, además del principal país, que es Estados Unidos con 13 GW de potencia instalada en 2019, nos encontramos con otros países como México con 2,8 GW instalados en este último año y Brasil con 1,2 GW. Estos dos países han mantenido el nivel de crecimiento experimentado el pasado año derivado, principalmente al atractivo de sus subastas renovables.

Uno de los países que destaca por su importante crecimiento es Australia con un total de 19 GW de potencia acumulada en 2019. Este año se ha situado en el séptimo puesto de los diez principales países con más potencia instalada del mundo, superando a Reino Unido por primera vez.

Por su parte, en el continente africano destaca Egipto, que cuenta con una potencia total instalada en 2019 de 770 MW. Sudáfrica, por el contrario, sigue reduciendo su ritmo de instalaciones respecto al año anterior. Sin embargo, países como Marruecos han experimentado un importante crecimiento comparado con años anteriores, con 530 MW de potencia instalada en 2019. Otros países como Argelia, Senegal y Mozambique siguen con un crecimiento moderado.

Por último, algunos países árabes, comienzan a tomar ventaja. En este último año destaca Emiratos Árabes Unidos con 720 MW de potencia acumulada y del que se espera un importante crecimiento en los próximos años, y por primera vez, se incorpora a la lista Arabia Saudí, que cuenta con unos 19 MW de potencia instalada en este último año.

FIGURA 1: GRÁFICO REPRESENTATIVO DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA AGREGADA POR PAÍSES.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de IRENA y SolarPower Europe.

Tal y como se ha visto en los datos analizados, en 2019 se sigue experimentando un notable crecimiento de la potencia instalada a nivel mundial, manteniéndose la tendencia de los últimos años, donde los diez principales países con más potencia instalada suman casi el 80% de lo instalado en todo el mundo.

2.4.

Principales mercados fotovoltaicos internacionales

Las energías renovables se han consolidado año tras año en la mayoría de los mercados mundiales. Este cambio de tendencia en el uso de la energía ha sido propiciado por las políticas aplicadas a nivel mundial, con el fin de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el deseo de reducir su dependencia energética de los combustibles fósiles y otras fuentes contaminantes. Dentro de la gran variedad de energías renovables existentes, la energía solar es una de las más predominantes a nivel mundial en la mayoría de los países, junto con la energía eólica.

El sector fotovoltaico en España ha experimentado en los últimos años un notable crecimiento. Si bien, en 2018 se superó la barrera de los 5 GW instalados, con una potencia instalada en este periodo de 0,1 GW, 2019 ha supuesto la consolidación del sector, con un crecimiento exponencial respecto del año anterior. En este sentido, cabe destacar que la nueva potencia total instalada se sitúa en el entorno de 4 GW¹. Esta cantidad supone un 80% de la potencia acumulada hasta 2018.

Una vez más, el país con mayor potencia instalada en 2019 fue China. Solo en este año, instaló 30,1 GW, mientras que en 2018 alcanzó los 44,4 GW. Pese a que las cifras registradas en los últimos años muestran una disminución del 34% con respecto al año anterior, lo cierto es que la potencia instalada por el país asiático,

durante este último año, supone un 32% de la potencia total instalada a nivel mundial en este periodo.

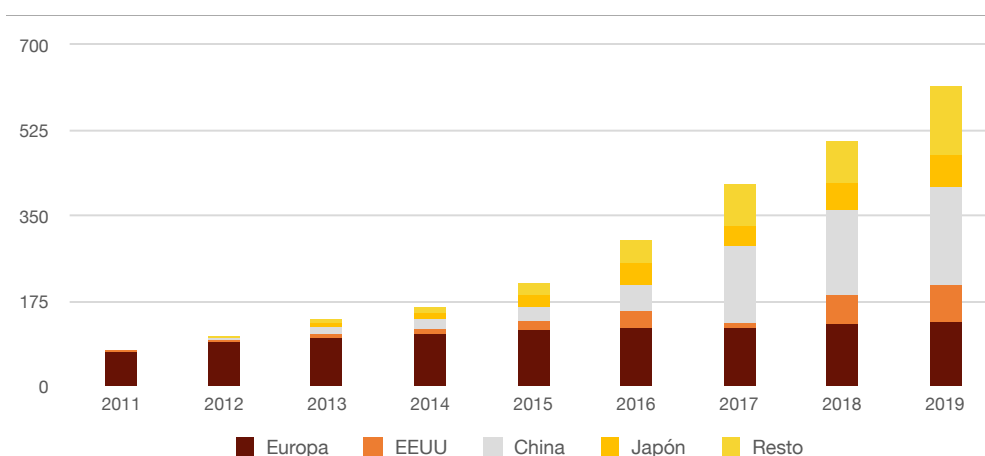
Estados Unidos con un total de 13 GW de potencia instalada en 2019 y Japón con 7,5 GW consolidan su liderazgo en 2019. Hay que destacar también otros países asiáticos que han incrementado su potencia en este último año como Corea del Sur que mantiene la tendencia de crecimiento de los últimos años incorporando un total de 1,7 GW y Pakistán con 0,8 GW de nuevos proyectos.

El mercado fotovoltaico europeo, caracterizado por su madurez y experiencia, ha crecido respecto del año anterior un 43% hasta alcanzar los 15,46 GW. En este último año, Alemania sigue manteniendo su liderazgo europeo con una potencia acumulada de casi 50 GW. En 2019 el país germano ha experimentado un tímido incremento con respecto a años anteriores sumando un total de casi 4 GW.

La mayoría de los países europeos han mejorado sus cifras con respecto a 2018. Cabe destacar, además del caso español comentado anteriormente, la potencia instalada en los Países Bajos, que han puesto en marcha, aproximadamente 1,5 GW, de manera que, de forma conjunta, entre ambos países se han instalado, cerca de 6,5 GW. La otra cara de la moneda se refleja en algunos países como Reino Unido,

1. Global Market Outlook for Solar Power / 2019-2023

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA MUNDIAL INSTALADA (DATOS EN GW).



Fuente: IEA

que ha reducido su potencia instalada respecto de años anteriores a 0,4 GW instalados en 2019. Esto supone un descenso del 59% con respecto al año anterior, cuando instaló 0,9 GW. Otros países europeos, como Grecia y Portugal, han experimentado un menor incremento en su potencia instalada, alcanzando los 0,3 GW y 0,4 GW respectivamente.

En el cuarto lugar, con un pequeño retroceso con respecto al año pasado, se encuentra India con una potencia total instalada de 6,53 GW. Aunque el país ha disminuido en un 21% la potencia instalada con respecto al año pasado, las perspectivas para los próximos años son alentadoras, y los expertos esperan que se vuelva a niveles de años anteriores.

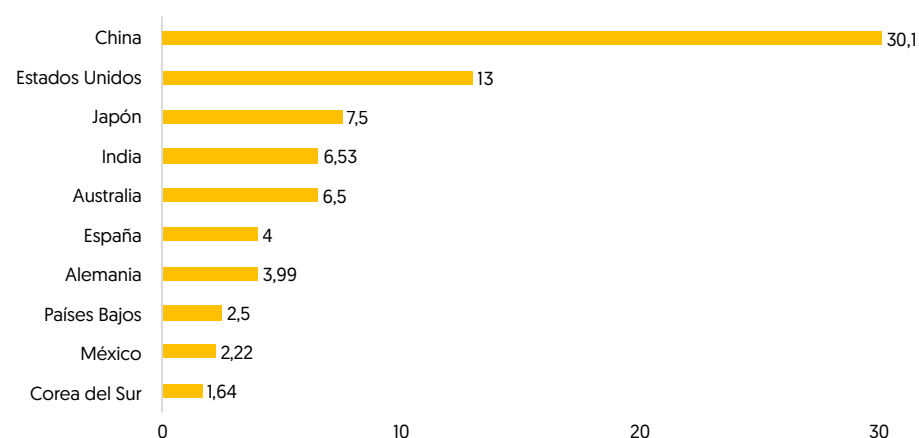
Cabe destacar el importante incremento experimentado por Australia en 2019, confirmando la línea de crecimiento que experimentó en 2018, cuando instaló 5,3 GW de potencia fotovoltaica. Este año, ha conseguido consolidar el crecimiento experimentado en años

anteriores, poniendo en marcha un total de 6,5 GW y convirtiéndose en el quinto país con más potencia instalada del mundo, tan solo por detrás de países como China, Estados Unidos, Japón e India.

Algunos países del continente africano mantienen su crecimiento en número de sistemas fotovoltaicos instalados. El mejor ejemplo dentro del continente, lo encontramos en Egipto que incorpora 0,8 nuevos GW en 2019. Otro país que también consolida sus datos de años anteriores es Marruecos con 0,5 GW. Sudáfrica, por el contrario, sigue reduciendo el ritmo de instalaciones respecto al año anterior y vuelve a registrar niveles inferiores a los alcanzados en 2018.

A modo de resumen, los principales países con mayor crecimiento en este 2019 por continente a nivel mundial son: Estados Unidos liderando la potencia instalada en el continente americano, Egipto como principal protagonista en el mercado africano, China consolidan-

FIGURA 2: PRINCIPALES MERCADOS FV EN 2019 (GW).



Fuente: Elaboración propia

do su posición no solo en Asia, sino también a nivel mundial, Australia con la mayor potencia instalada en su continente y por último y por primera vez en muchos años, se sitúa España en el continente europeo. Dato muy esperanzador el experimentado por el país español y que le devuelve a la senda de crecimiento que ya vivió el país desde 2008 hasta 2012.

Marco regulatorio

El uso de la energía fotovoltaica se ha extendido paulatinamente en el mundo. Los países desarrollados han experimentado en una fase inicial, una mayor penetración de la energía solar, aunque gracias al bajo coste de generación de esta tecnología estamos viendo su desarrollo en otros países con una economía más débil.

Si nos remontamos en la historia, a comienzos del siglo XXI, numerosos países como Alemania, España, Italia y Estados Unidos comenza-

ron a incentivar el uso de energía solar, con intensas políticas de promoción mediante el pago de cuantiosas primas para los generadores de kilovatios verdes.

Por su lado, los fabricantes de paneles solares pasaron del ámbito de las compañías petroleras y de las industrias electrónicas a ser fabricantes específicos de este tipo de tecnología. En una etapa inicial, la fabricación de paneles comenzó a realizarse en países europeos, aunque en la actualidad los principales fabricantes de módulos fotovoltaicos se corresponden con empresas asiáticas y, en menor medida, norteamericanas. Las empresas europeas han desaparecido casi en su totalidad o han sido absorbidas por los fabricantes asiáticos, que han establecido unas políticas de precios con las que es prácticamente imposible competir. En este sentido, la fabricación europea, en su mayoría se destina a ensamblar obleas procedentes de los países orientales.

Tras el auge experimentado en el desarrollo



de la tecnología solar por un gran número de países europeos, entre los años 2011 a 2014, los gobiernos llevaron a cabo medidas retroactivas en varios países como la República Checa, Bulgaria, Italia o España, disminuyendo las retribuciones a las instalaciones puestas en marcha en los años previos. De todos estos países, España fue la que introdujo las medidas retroactivas más importantes, destinadas a recortar las retribuciones hasta un 50% en algunos casos. Este tipo de medidas fueron duramente criticadas desde las empresas y asociaciones fotovoltaicas ya que provocaron un clima de desconfianza e inseguridad jurídica entre los posibles inversores, desalentando las potenciales inversiones a realizar.

No todos los países europeos desarrollaron políticas desacertadas para la promoción de la energía fotovoltaica. Tal es el caso de Reino Unido que, durante esos años, llevó a cabo una política energética renovable basada en la combinación de incentivos económicos por kWh generados y bonos por reducción de emisiones de efecto invernadero.

Después de los recortes experimentados en algunos países europeos, propiciados por la mala planificación en el establecimiento de ayudas a la promoción de las energías renovables, en

especial al desarrollo de la energía fotovoltaica, algunos países comenzaron a utilizar otras políticas para la promoción de esta tecnología a través de sistemas de subastas.

Los beneficios de este tipo de mecanismos son innumerables ya que aseguran la competitividad y eficiencia de esta tecnología, estableciendo precios de la energía previsible y seguridad energética a largo plazo.

Prueba del auge de este tipo de políticas de promoción que han establecido numerosos países, es el incremento de potencia instalada que ha experimentado España en 2019, que ha supuesto la instalación de 4 GW de energía solar gracias a la subasta convocada por el Gobierno español en 2017. En 2019, otros países europeos también han recurrido a este tipo de promoción de energía, como es el caso de Alemania, que adjudicó 1 MW a través de cuatro subastas, donde el precio medio acordado fue de 54,4 €/MWh.

En el resto del mundo, otros países han estimulado el crecimiento de la energía solar a través de los sistemas de subastas nacionales y acuerdos bilaterales de PPA ("Power Price Agreement"). En este sentido, y dentro de los países que están desarrollando sistemas de subastas con pre-

cios históricos, caben destacar India, con 10 GW asignados durante este año, a un precio promedio de 39,66 €/MWh, o Brasil con una subasta con plazo de entrega a 6 años, llevada a cabo en octubre de 2019, donde se adjudicaron 530 MW a un precio récord de 16,17 €/MWh.

En África, los gobiernos de muchos países no pueden asumir los costes de financiación de instalaciones fotovoltaicas. Este escenario ha motivado el desarrollo de nuevas políticas de promoción de las energías como el llamado servicio "Scaling Solar" promovido por el Banco Mundial. El primer país en unirse a este servicio de subastas tan innovador fue Zambia, con la adjudicación de 34 MW de potencia fotovoltaica a un precio de 73,62 €/MWh. El segundo país en seguir los pasos de Zambia ha sido Senegal, que ha mejorado los datos de su predecesor en potencia y precio de la energía adjudicada, con dos proyectos de 30 MW a un precio de 38 €/MWh y 40€/MWh respectivamente.

Además de los mecanismos de promoción de grandes parques fotovoltaicos, se han creado políticas para incentivar la generación distribuida de energía a través de sistemas solares. Aunque en una primera fase algunos países impusieron peajes y cargos al autoconsumo, es-

tas barreras han sido eliminadas en las nuevas normativas del sector, desarrolladas en línea con las directivas europeas actuales, con el objetivo de fomentar este tipo de instalaciones.

Por otro lado, el término "prosumer" sigue cobrando cada vez más relevancia a medida que los consumidores comienzan a jugar un papel más importante en la cadena de valor, al poder producir y consumir su propia energía, reduciendo los costes de energía y la dependencia de los combustibles fósiles. En esta línea, muchos países ofrecen cada vez más facilidades a los autoconsumidores, como, por ejemplo, con la introducción de mecanismos de compensación de los excedentes de energía como el "balance neto" [compensación entre los kWh cedidos a la red y los consumidos de la misma] instaurado en los Países Bajos, Bélgica, Ucrania o Brasil, entre otros; o con la "facturación neta" [compensación entre el precio de los kWh cedidos a la red y el precio de los kWh consumidos de la misma] llevada a cabo, por ejemplo, en España o Chile.

Con independencia del mecanismo utilizado [generación distribuida, subastas, PPA, etc.], durante los próximos años la tendencia energética derivará a la generación a partir de tecnología fotovoltaica.

2.5.

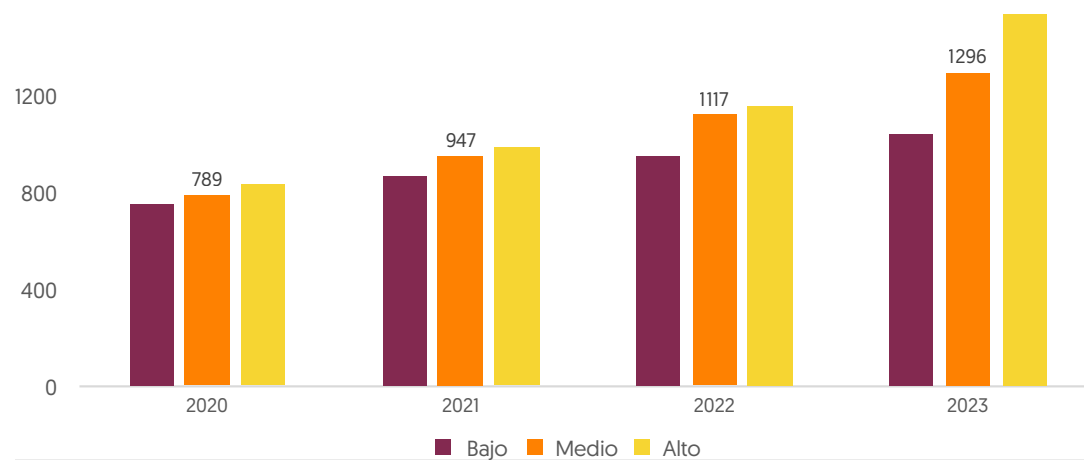
Perspectivas internacionales para 2019

La potencia instalada en 2019 ha tenido un ligero incremento con respecto al número de instalaciones registradas en 2018, ya que se han registrado un total de 128 GW de nueva capacidad fotovoltaica. Como ya hemos analizado en capítulos anteriores, las principales potencias mundiales como China y EEUU han consolidado su crecimiento durante este año y adicionalmente algunos países europeos han aumentado su potencia instalada con respecto a años anteriores. Países como España y Países Bajos, motivados por el cumplimiento de objetivos de generación de energía eléc-

trica con fuentes renovables para 2020, han experimentado un importante crecimiento en potencia instalada durante 2019.

De acuerdo con los datos de “SolarPower Europe” (en adelante “SPE”), son tres los escenarios planteados para 2020 en cuanto a potencia instalada. El escenario más optimista predice una potencia de 196,2 GW y el más pesimista 116,2 GW. Del mismo modo, se plantea un escenario medio con 156 GW nuevos instalados en 2019. Sin embargo, más allá de los distintos factores económicos, políticos

FIGURA 1: ESCENARIOS DE POTENCIA FV INSTALADA EN 2020-2023 (GW).



Fuente. Elaboración propia

y sociales de cada país, existe una limitación que impide que el crecimiento sea mayor al expuesto: la capacidad de producción de módulos a nivel mundial.

Las perspectivas para los próximos años son bastante esperanzadoras, los 20 mercados fotovoltaicos más importantes del mundo continuarán creciendo en los próximos años y representarán el 83% de la nueva demanda mundial hasta 2023. Los países que experimentarán un mayor crecimiento se concentrarán en Oriente Medio y el Mediterráneo, destacando Arabia Saudita, Egipto, Irán, España e Italia.

A estas perspectivas se une la certeza de que los costes fotovoltaicos tienen recorrido para seguir abaratando sus costes hasta los 14 \$/MWh.

Durante el 2019 se ha observado que la energía fotovoltaica es rentable sin subsidios adicionales. Numerosos proyectos fotovoltaicos en países europeos, con un importante recurso solar, han comenzado a desarrollarse y muchos de estos proyectos ya han sido construidos y conectados en 2019. Las perspectivas son extensibles a otros países de la Unión Europea, donde se espera, que a partir de 2020 Reino Unido y Alemania se unan a la tendencia y desarrollo de proyectos solares sin subsidios, favorecido por un incremento en los costes de la energía convencional y un abaratamiento de los componentes fotovoltaicos.

Los expertos también auguran que las grandes corporaciones seguirán buscando ahorros y estableciendo objetivos voluntarios de energía renovable. En 2019, las adquisiciones corporativas han visto la mayor alza en la participación de mercado de cualquier segmento a gran escala.

Uno de los grandes retos para los años venideros, está enfocado en el almacenamiento solar a gran escala. En los próximos años se

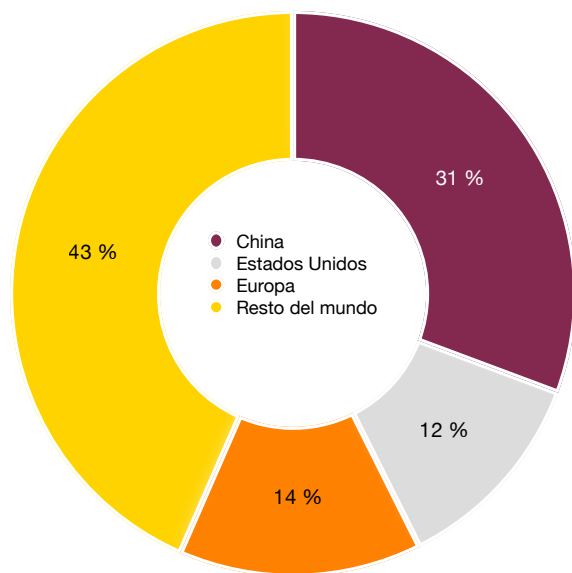
espera un gran crecimiento en este sector, solo en EEUU se ha pronosticado un 82% de tasa de crecimiento hasta 2023.

Las perspectivas para los países que han instalado una mayor potencia durante los últimos años son dispares. El órgano consultor “Asia Europa Clean Energy Advisory Co” (AECEA) prevé un descenso de potencia instalada para los próximos años argumentando que el borrador de la política de energía solar fotovoltaica para 2020, recientemente publicado en China, se encuentra compuesto por políticas poco sólidas y con un presupuesto de apoyo más bajo para las instalaciones solares.

El borrador establece distintos grados de prioridad en función de la tipología de cada proyecto. La prioridad clave seguirá siendo los proyectos de paridad de red, en segundo lugar, establece los proyectos fotovoltaicos distribuidos a gran escala y la fotovoltaica residencial sería la tercera prioridad. Los programas de alivio de la pobreza también serían apoyados, pero sujetos a un presupuesto diferente. El presupuesto destinado para 2020 se ha visto reducido en aproximadamente 42% en comparación con 2019.

Si miramos al segundo país con más potencia instalada del mundo, la Administración de Información de Energía de EEUU (EIA) espera que en 2020 entren en funcionamiento 13,5 GW de capacidad solar. La EIA también contempla que más de la mitad de las adiciones de capacidad de energía solar fotovoltaica del sector eléctrico estará concentrada en cuatro estados: Texas con un 22%, California con un 15%, Florida con un 11% y Carolina del Sur con un 10%. Los sectores residenciales y comerciales también experimentarían un crecimiento récord como resultado de la realización de nuevos sistemas fotovoltaicos sobre el tejado. Las perspectivas anunciadas por EIA son un incremento de 5,1 GW adicionales de capacidad de energía solar fotovoltaica a pequeña escala para 2020.

FIGURA 2: PREVISIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN 2020 [%]



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SolarPower Europe.

Otra de las potencias del mercado fotovoltaico que se espera que aumente notablemente en los próximos años es India. El Gobierno de este país ha aprobado un fondo de 1.700 millones de dólares para la segunda fase del programa de instalaciones sobre tejado conectadas a red, que contribuye a alcanzar su objetivo para 2022 de 40 GW, de los casi 7 GW instalados a finales de 2019.

Las previsiones en el continente europeo son muy esperanzadoras, basadas en el denominado "Paquete de Invierno", el cual incrementa para el año 2030 los objetivos establecidos en 2020, llegando a una reducción de al menos el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las de 1990, incrementar la participación de las energías renovables por encima del 27% y la mejora de

la eficiencia energética en un 30%.

Los estímulos aprobados anticipan en Europa un crecimiento fuerte para los próximos años. Los expertos apuntan a que Alemania seguirá siendo el mayor mercado fotovoltaico de Europa, con una capacidad solar instalada de 26,7 GW para 2023. Lo que eleva la capacidad solar total a 72,6 GW. España será el segundo mercado más grande con nuevas sumas que alcanzarán los 19,4 GW y su total acumulado alcanzará los 25,3 GW para finales de 2023.

Otros países con importantes perspectivas de crecimiento dentro de los países de los estados miembros de la Unión Europea son los Países Bajos, Francia e Italia. Según las perspectivas de crecimiento publicadas por SolarPower Europe, estos tres países agregarán 15,8

GW, 13,3 GW y 9,6 GW respectivamente. Les seguirán Ucrania y Turquía, con 5,9 GW y 5,5 GW de crecimiento esperado.

Las ventajas que ofrece el autoconsumo fotovoltaico marcarán la tendencia de crecimiento de esta tecnología a pequeña escala, principalmente supeditada a la regulación e impuestos aplicados a dicho nivel. Por parte de la Directiva Europea, en lo que respecta al autoconsumo a pequeña escala, las intenciones son claras y se pretende avanzar hacia un modelo donde se limite lo menos posible esta nueva figura que está surgiendo, ya que ahora el tradicional consumidor pasaría a jugar un papel protagonista en el sector eléctrico.

En 2019, las instalaciones de autoconsumo crecieron de forma significativa en todo el mundo con respecto al año anterior. Las perspectivas de crecimiento para los próximos cuatro años son muy esperanzadoras, los expertos han valorado dos posibles escenarios para 2023 con un total de 44 GW de potencia acumulada en instalaciones de autoconsumo sobre tejado para el escenario más conservador y 76,5 GW acumulados para el escenario más esperanzador.

A gran escala, según el informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la potencia fotovoltaica instalada a nivel global crecerá hasta los 2.840 GW en 2030. IRENA también anticipa nuevos costes de la energía para los años venideros, estimando un precio promedio de la energía fotovoltaica de \$0.048 /KWh en 2030.

El informe apunta a que el crecimiento previsto se debe principalmente a mejoras significativas en las tecnologías fotovoltaicas, que reducirán el coste de las instalaciones a lo largo de los próximos años, traduciéndose en precios de la energía cada vez más competitivos.

Los datos a nivel de generación de empleo publicados por el informe son muy positivos, el número de personas empleadas en el sector global de energía solar aumentará alrededor de 1,3 millones de personas que se han contabilizado en el último año a 11,7 millones de empleos relacionados con el sector solar para 2030 y 18,7 millones para 2050.

Por último, el informe muestra datos muy relevantes del crecimiento de la energía solar a nivel mundial en términos de inversión total anual, situando las cifras en alrededor de 192 mil millones por año durante las próximas tres décadas.

Los expertos han basado sus cálculos de crecimiento de la energía solar a nivel mundial en las siguientes claves que motivarán el desarrollo:

- **Cumplimiento de los objetivos climáticos:** según los expertos, la energía solar se convertirá en una de las principales fuentes de generación eléctrica, solo siendo superada por la energía eólica. Los estudios apuntan a que la energía solar generará una cuarta parte de la electricidad necesaria a nivel global, con lo que se convertirá en una de las fuentes de generación más importante para cumplir los objetivos climáticos establecidos para los próximos años.
- **Las constantes mejoras en las tecnologías solares:** las mejoras en los materiales y tecnologías utilizadas a nivel global están acelerando el uso de este tipo de técnica. Motivando un abaratamiento continuo del coste de las instalaciones y de los precios de la energía. La tecnología de primera generación sigue siendo el motor principal del desarrollo del sector solar y todavía poseen la mayor parte del valor del mercado.
- **Proyectos de investigación de nuevas tecnologías que incrementen la eficiencia de**

las instalaciones: prueba de los avances que está experimentando el sector, son los paneles solares fotovoltaicos integrados en los edificios. Estas soluciones ofrecen diversas ventajas, como multifuncionalidad, versatilidad, mejoras en la rentabilidad de las instalaciones a nivel global y flexibilidad, posibilitando mejoras en el diseño de las instalaciones. En los últimos años no solo se está trabajando en mejoras de eficiencia de módulos fotovoltaicos, sino que los esfuerzos se están enfocando en prevenir la degradación de los paneles y gestionar el volumen de paneles desmantelados para que no supongan un problema medio ambiental.

- **Desarrollo de políticas acertadas que generen beneficios socioeconómicos:** Según las previsiones, el sector fotovoltaico daría

empleo a más de 18 millones de personas hasta 2050, esto representa 5 veces más que el total de puestos de trabajo registrados el año pasado. Para poder alcanzar los datos previstos será necesario la coordinación y armonización de políticas favorables, se deberá prestar especial atención a las políticas sectoriales, financieras, educativas y de formación con el fin de maximizar los beneficios de la transición energética.

Nota. Frente a las previsiones expuestas en este apartado, la realidad es que el sector fotovoltaico, como el resto de sectores productivos a escala mundial se ha visto sustancialmente afectado por el COVID 19. En este sentido, a la fecha de realización de este informe no es posible predecir cual será finalmente la evolución de la potencia instalada durante este 2020.



2.6.

Evolución de los componentes de un sistema fotovoltaico

Las mejoras técnicas en la tecnología solar fotovoltaica han supuesto una evolución en los principales componentes fotovoltaicos. De forma paralela al desarrollo de tecnologías de la información y de la comunicación como son la inteligencia artificial y el 5G, está favoreciendo al menor coste de la energía, y a la gestión de la producción de la energía solar en la red eléctrica convencional a nivel mundial.

El impulso de este tipo de energía ecológica, económica e inteligente se irá transformando en los próximos años con nuevos materiales y componentes que mejoren la eficiencia de las instalaciones.

Los principales componentes de una instalación fotovoltaica, como son los paneles y los inversores, han experimentado visibles mejoras en eficiencia y gestión de la energía. Otros sistemas, como los dispositivos de almacenamiento, también han mejorado su capacidad de acumulación y sus precios, haciéndolos cada vez más competitivos.

A medida que la energía solar fotovoltaica gana protagonismo como principal fuente de energía, es importante garantizar la seguridad, fiabilidad y rentabilidad de esta fuente de generación y su integración en la red. Para asegurar la estabilidad de la energía solar en el sistema eléctrico es importante empezar a trabajar en su digitalización, seguridad activa, diseño modular y confianza.

En los últimos años la reducción de costes en todos los componentes fotovoltaicos ha sido determinante para su crecimiento a nivel mundial. Los paneles e inversores fotovoltaicos han experimentado numerosas mejoras que repasaremos a continuación:

Evolución de los módulos solares fotovoltaicos

En 1954, ingenieros de la Nasa en Estados Unidos, desarrollaron el primer módulo fotovoltaico para un uso espacial, orientado para la alimentación de los equipos de comunicación de los satélites.

La aplicación de los módulos para usos de aplicaciones convencionales no ocurrió hasta mediados de 1970. Los primeros módulos que se produjeron contaban con una potencia máxima de 30 vatios y un tamaño de 0,3 metros cuadrados.

Con el paso de los años, la eficiencia de los módulos fue aumentando, y gracias al incremento de las aplicaciones y de la potencia exigida para el correcto funcionamiento de estos dispositivos. A partir de los 90, comenzaron a fabricarse los paneles solares de 24 Voltios de corriente continua (Vcc), compuestos por 60-72 células en serie para alcanzar las tensiones de funcionamiento necesarias.

En la actualidad, los principales fabricantes

de módulos fotovoltaicos del mundo se concentran en los países asiáticos. China y Taiwán producen alrededor del 70% de módulos solares a nivel mundial, un 15% es producido por Japón y los países europeos y América del Norte, contribuyen con un escaso 3% y 4% respectivamente.

El fabricante asiático JinkoSolar se ha convertido en la compañía líder en la fabricación de módulos solares a nivel mundial. En 2019, produjo 14,9 GW de módulos fotovoltaicos. El segundo fabricante mundial, también es asiático, se trata de la empresa JA Solar con un total de 10,3 GW. En el tercer y cuarto puesto encontramos a Trina Solar con 9,7 GW y Longi Solar con 9 GW. Los 10 principales fabricantes de paneles solares produjeron 80.3 GW de módulos en comparación con los 63 GW enviados en 2018.

En los últimos años los paneles han experimentado grandes mejoras en **eficiencia**, uno de los criterios más importantes y en los que los fabricantes de estos equipos mas han trabajado. En términos generales la eficacia o rendimiento de un panel se define como el porcentaje de luz solar que incide sobre el mismo y que se convierte en electricidad. Los porcentajes de eficiencia que ofrecen la mayoría de los fabricantes se encuentran entre el 15% y el 22%, aunque en ensayos de laboratorio ya se han conseguido eficiencias mayores como la alcanzada por células solares de unión múltiple de alta concentración, con un 46%.

Respecto al **tamaño** de los módulos, su evolución ha sido también muy significativa a lo largo de los años. La superficie de captación de estos se ha reducido consiguiendo potencias eléctricas generadoras mayores. Desde la aparición del primer módulo fotovoltaico, la superficie de captación se ha reducido más del 96%.

Si hacemos un repaso a la **tecnología** que los

paneles solares han utilizado a lo largo de la historia nos encontramos que la más predominante es la basada en el silicio. En 2019, este tipo de tecnología represento el 95% de la producción total. Otras tecnologías que se han utilizado y se siguen utilizando, aunque en menor medida, son los paneles de capa fina. Los más importantes son los de tecnología CIS, CGIS y los CdTe.

En los últimos años nuevos módulos solares han surgido en el mercado como son los módulos bifaciales. Estos módulos incrementan la generación de energía frente a los módulos monofaciales gracias a la producción de energía por ambos lados del panel fotovoltaico. Otra de sus características es la durabilidad de los mismo, ya que la capacidad de poder absorber energía por ambos lados del módulo los hace más resistentes.

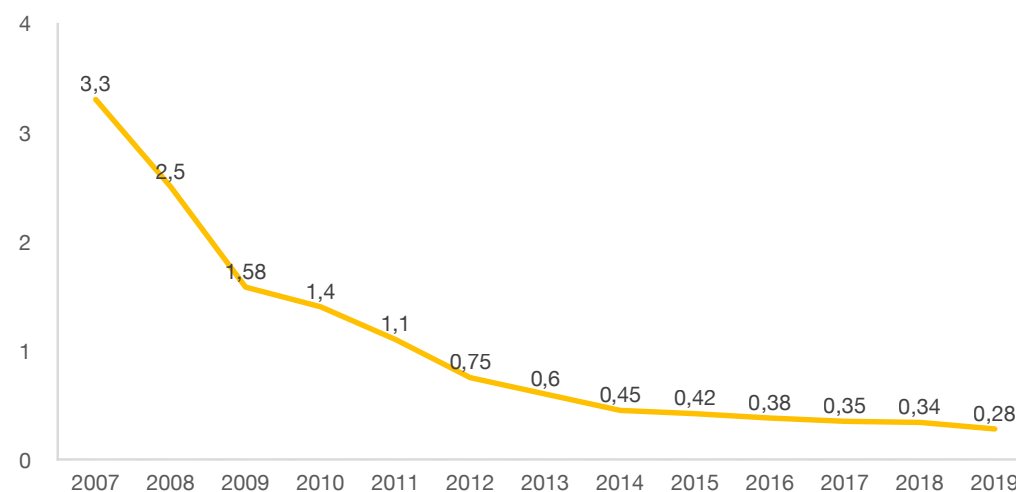
Durante 2019, algunos fabricantes asiáticos, están haciendo pruebas de rendimiento y degradación de células de silicio TOPCon.

Esta tecnología consiste en dos capas delgadas de amortiguamiento intercaladas entre obleas de silicio y contactos metálicos, que incrementa la eficiencia de la célula convencional. Los proveedores de equipos esperan que la tecnología se consolide y aumente la fiabilidad.

Otro de los aspectos más importante de un módulo fotovoltaico, es su precio. El descenso del precio, desde 2007, cuando llegó a alcanzar un precio medio de 3,3 €/Wp hasta la actualidad, ha propiciado que las instalaciones solares se consoliden como la generación de energía limpia más económica.

En los últimos años el precio del panel se ha visto reducido en un menor porcentaje. Sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnología y procesos de fabricación ayudará que el precio continúe bajando en los próximos años.

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PANEL SOLAR €/WP



Fuente: Elaboración propia

Evolución de las estructuras de fijación y orientación de los módulos solares fotovoltaicos

Durante los últimos años ha habido una clara evolución en los soportes que los paneles solares utilizan para optimizar el aprovechamiento de la radiación solar, asegurando la correcta inclinación y fijación sobre el terreno o superficie donde se instalan.

Los parques solares utilizan distintos tipos de estructuras, en función de la tipología de terreno, superficie útil, tecnología que se desea instalar y condicionados ambientales y urbanísticos.

La estructura solar más utilizada ha sido la estructura fija. Este tipo de soportes se han fabricado en distintos materiales, aunque el mas usado ha sido el aluminio y el acero galvanizado en ca-

liente, debido a sus propiedades anticorrosión y su ligereza. En lo que se refiere al anclado, el método más utilizado es el atornillado de perfiles sobre el terreno. Este método de sujeción es el más beneficioso para la posterior recuperación del terreno ya que provoca escasos impactos, recuperando su estado anterior con mayor facilidad.

En los últimos años se ha visto incrementado el uso de seguidores solares. Este tipo de estructura soporte ofrece múltiples ventajas, ya que permiten aumentar notablemente la producción de energía, y por tanto mejorar la rentabilidad de los proyectos y el retorno de las inversiones.

La característica principal de los seguidores, como su nombre indica, es el seguimiento del movimiento del sol, permitiendo a los paneles solares captar mayor porcentaje de energía. Existen dos tipos de seguidores, según el movimiento que realicen y su algoritmo de se-

guimiento, como son los seguidores a un eje horizontal, vertical u oblicuo o los seguidores a dos ejes que realizan un seguimiento total.

En la actualidad, uno de los mayores fabricantes mundiales de seguidores solares es la empresa Soltec. En 2019, la empresa murciana ha suministrado más de 8 GW en proyecto solares en el mundo. Según el estudio de mercado fotovoltaico de Wood Mackenzie, la empresa Soltec, se sitúa en el tercer puesto a escala global en la fabricación de seguimiento solar.

La tecnología bifacial también está transformando el diseño de estructuras fijas y de seguimiento, este tipo de tecnología necesita estructuras que optimicen la generación fotovoltaica.

Por último, hay que destacar el auge de las instalaciones fotovoltaicas con estructuras flotantes. Desde 2017 este tipo de estructuras ha sufrido un importante crecimiento. Países como China e India están incorporando este tipo de estructuras en sus instalaciones solares. En los últimos años, China ha instalado más de 1 GW en estructuras flotantes e India tiene como objetivo la instalación de 10 GW para los próximos años.

Relativo a las instalaciones sobre cubierta, existen distintos tipos de estructuras que se caracterizan por su modularidad, funcionalidad, resistencia y estabilidad. La tipología de la cubierta, donde la instalación se va a desarrollar, es el principal indicador del tipo de estructura a instalar. Otros factores que marcan la elección de estas son: el tipo de material de la cubierta, el peso admisible por la misma, la orientación e inclinación y la normativa en materia urbanística de aplicación en el municipio de ejecución.

Evolución de los inversores solares y centrales de potencia

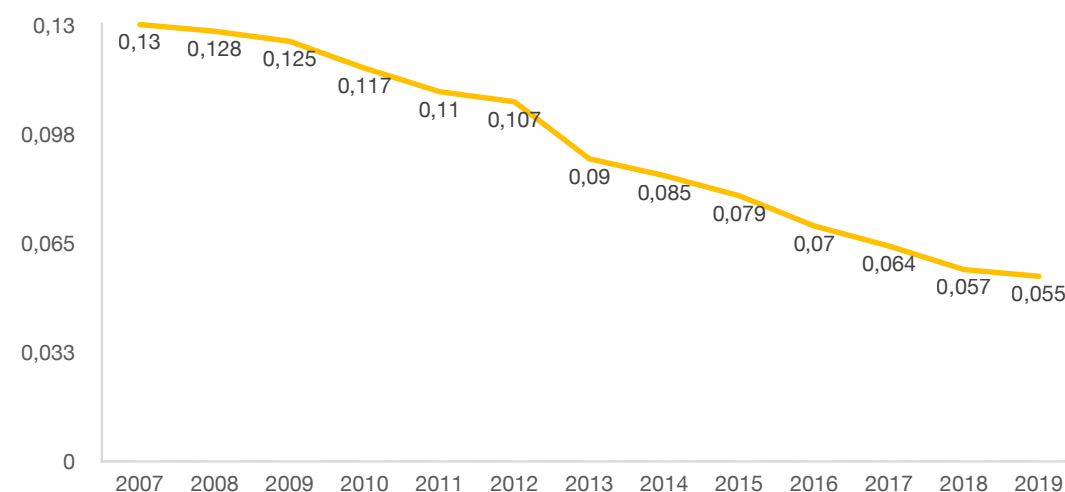
Los inversores solares, junto con los paneles fotovoltaicos, son los elementos de mayor relevancia de una instalación fotovoltaica. La correcta elección de un inversor fotovoltaico, que se adapte a las características particulares de cada instalación, protege la inversión, reduce costes futuros en operación y mantenimiento y optimiza la producción de energía durante toda la vida útil de la instalación.

El inversor fotovoltaico es el corazón de todos los sistemas fotovoltaicos, convierte la corriente continua [CC] de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna [CA] compatible con la red de transmisión de energía.

La tipología de inversores ha evolucionado a lo largo de estos años, en términos de potencia, garantía, prestaciones y servicios de gestión de energía. En una primera etapa de su desarrollo, el rango de potencia se situaba entre 5 kW y los 100 kW. La evolución tecnológica ha propiciado múltiples mejoras, consiguiendo optimizar la energía, aumentando el seguimiento de los rendimientos energéticos y asegurando el funcionamiento de la planta, incluso en condiciones climáticas adversas.

Los fabricantes se han especializado en la fabricación de distintos tipos de inversores, como son los inversores string y/o inversores centrales. Este tipo de inversores presentan ventajas y desventajas dependiendo del tipo de instalación. Los inversores string destacan por ser una tecnología económica, fácil de mantener e instalar, siendo ideal para viviendas con cubiertas "sin obstáculos" que reciben energía constante durante todo el día.

FIGURA 2: EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO €/WP



Fuente. Elaboración propia

Los inversores centrales se caracterizan por sus grandes potencias, lo que le convierte en la opción más extendida para la realización de parques solares.

En términos de fabricantes de inversores fotovoltaicos, en los primeros puestos de producción a nivel mundial nos encontramos a Sun-grow Power, Huawei, Sineng, Fronius, SMA y ABB. Estos fabricantes presentan una gran variedad de equipos diseñados para instalaciones industriales, comerciales y residenciales.

Con el desarrollo tecnológico, han surgido nuevos elementos que favorecen la producción de energía, como son los optimizadores de potencia. Estos dispositivos mejoran la efi-

ciencia de la instalación, ofrecen la ventaja de supervisar el rendimiento de cada panel solar individualmente y reducir el efecto de las sombras y obstáculos en el rendimiento de la instalación.

La incorporación de elementos de acumulación en los últimos años ha provocado la adaptación de los inversores solares y de todos los elementos de la instalación para favorecer el máximo aprovechamiento de la energía y reducir los costes de la instalación.

Desde el punto de vista de los costes, los inversores solares han sufrido un importante abaratamiento a lo largo de los años, contribuyendo a reducir los costes de las instalaciones.



3

**Análisis de la
situación del sector a
nivel Europeo**

3.1.

Potencia total instalada en Europa

El sector eléctrico está desempeñando un papel de liderazgo en la descarbonización de Europa. El crecimiento de las energías renovables y la sustitución del uso de energía convencional está contribuyendo a la transición energética del viejo continente y a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

Los objetivos climáticos y de energía asumidos por la Unión Europea para 2020, han favorecido el aumento en eficiencia energética y en el uso de la energía renovable dentro del mix energético. En 2019, las energías renovables generaron el 34,6% de la electricidad en la Unión Europea. Esto supone un incremento de 1,8% con respecto a 2018.

Los datos de demanda eléctrica han sido inferiores a los de otros años, con un descenso medio del 2% respecto del año anterior. Este decremento de la demanda ha sido el denominador común en la mayor parte de los países de la Unión Europea, aunque no todos han tenido el mismo comportamiento. Así, en países como Chipre y Grecia, la demanda ha crecido entre un 2% y 1% respectivamente, en otros, como Hungría, Irlanda y Malta la demanda eléctrica se ha mantenido con respecto a 2018. Sin embargo, en el resto de los países el descenso de la demanda ha sido el rasgo común, alcanzando, en algunos casos, caídas de más del 3%.

La principal causa del descenso en la deman-

da eléctrica en la mayoría de estos países se ha debido al aumento de la temperatura durante los meses de invierno, principales meses de consumo, que ha derivado en una reducción de la demanda de energía para usos climáticos.

Otro de los factores que ha contribuido a un descenso en la demanda energética, es la caída de la producción europea en sectores electro intensivos, como, por ejemplo, la industria del acero. Esto se debe a la deslocalización industrial europea hacia países con menores costes productivos, principalmente, por mano de obra.

A finales de 2019, los datos macroeconómicos existentes apuntaban hacia una recuperación futura de la demanda, derivada, principalmente del auge de ciertos sectores, como el de la movilidad eléctrica. De hecho, en 2019, la venta de coches eléctricos se incrementó un 50% con respecto al año anterior. En ese sentido, cabe resaltar que un 4% del total de todos los nuevos coches vendidos en el conjunto de países de la Unión Europea fueron eléctricos.

En uno de los últimos informes publicado por la Comisión Europea, denominado "Long Term Strategy 2050", se recoge que el consumo de electricidad se incrementara en un 18% para 2030. El informe también indica que la industria del transporte, de la climatización y los procesos productivos llevados a cabo en los

países de la Unión, serán los responsables del aumento de consumo de energía indicado hasta 2050. Según las previsiones, la movilidad eléctrica representará en 2030 el 10% de la demanda eléctrica.

Frente a lo expuesto en los párrafos anteriores, la realidad es que la pandemia padecida por el COVID 19 hace imposible analizar cuál será el comportamiento de la demanda durante los próximos años, máxime cuando la actividad industrial en la zona Euro ha sufrido una caída muy significativa durante este tiempo y es previsible un periodo de recesión a nivel mundial.

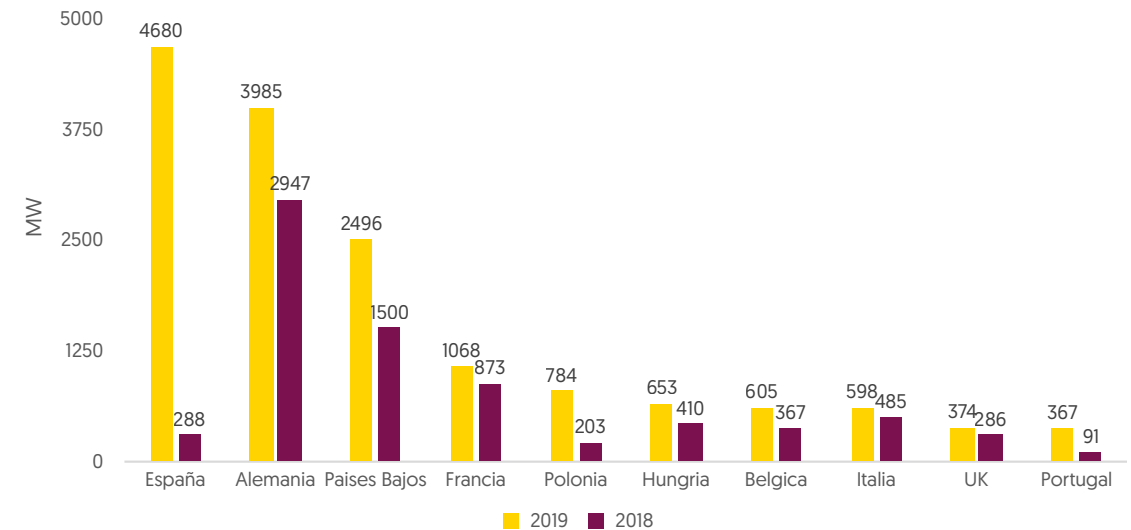
En lo que respecta a la generación de energía eléctrica, se debe resaltar que, en términos cualitativos, las energías renovables han sido las fuentes de generación que más han incrementado su participación en el mix energético y que, dentro de estas, las dos tecnologías con mayor crecimiento siguen siendo la eóli-

ca y la fotovoltaica.

En 2019, la participación de la generación fotovoltaica en el mix global de generación europea se incrementó 14% con respecto a 2018. Este crecimiento se ha debido, principalmente a la aportación de la fotovoltaica instalada en Alemania, Francia, España, Reino Unido, Suecia, Holanda e Italia.

Así, actualmente, la tecnología fotovoltaica representa el 4% de toda la energía eléctrica generada en la Unión Europea, aunque este porcentaje varían significativamente entre los distintos países. Malta es el país que tiene una mayor proporción, produciendo el 9% de su electricidad a través de instalaciones solares. Por su parte, Alemania, Grecia e Italia se sitúan ligeramente por debajo, con porcentajes de participación en el entorno del 8%. Frente a esta tendencia, países como Polonia, Finlandia y Estonia apenas producen electricidad con energía solar.

FIGURA 1: COMPARATIVA DE POTENCIA INSTALADA EN ENERGÍA SOLAR EN LOS 10 PRINCIPALES MERCADOS EUROPEOS EN 2018-2019.



Fuente: SolarPower-Europe-EU_Market Outlook

Los datos de generación eólica en Europa son, asimismo, muy positivos. En 2019, la producción de energía a través de esta fuente renovable se incrementó en un 14%, debido a los, aproximadamente, nuevos 14 GW eólicos instalados en dicho ejercicio. Sin embargo, al igual que ocurre con la tecnología fotovoltaica, el crecimiento ha sido desigual en los países europeos, concentrándose el 65% de la generación entre Alemania, Francia, España, Reino Unido, Suecia, los Países Bajos e Italia.

Las perspectivas de crecimiento del sector eólico se mantienen esperanzadoras hasta 2023. Los expertos auguran un crecimiento promedio anual de 12,2 GW, liderando este crecimiento Alemania, España, Francia y Suecia.

Por su parte, el sector de la biomasa se mantiene en los mismos registros que en años anteriores, con un exiguu incremento del 1% de incremento con respecto al año anterior. Cabe destacar que, más del 50% de la generación de biomasa en la Unión Europea procede de Italia, Reino Unido y Alemania.

Por último, la generación de energía hidroeléctrica continúa su descenso. Países como España, Italia y Francia que se caracterizaban por sus generaciones hidroeléctricas, continúan decreciendo su producción de energía. En términos de concentración, casi el 70% de la producción de energía hidroeléctrica en la Unión Europea en 2019 procedió de países como Suecia, Francia, Italia, Austria y España.

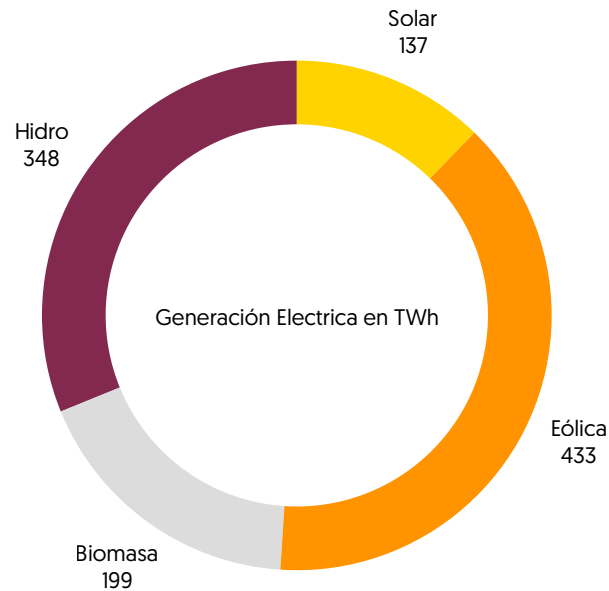
En términos de generación absoluta de energía, las energías renovables suponen un 34,6% del mix total de generación. Este porcentaje se ha incrementado en un 6% con respecto a 2018. En 2019, la energía nuclear y el gas se mantienen con un porcentaje similar al aportado el año anterior. Sin embargo, el carbón y el lignito reducen su porcentaje en un 31% y 16% respectivamente.

Finalmente, resulta interesante analizar la evolución de los precios de los distintos mercados eléctricos. En este sentido, se han observado que dichos precios han sido inferiores a los registrados el año anterior. En términos generales, el precio eléctrico ha sido de 10€/MWh inferior con respecto a 2018. Este descenso en

precios se produjo gracias a la disminución de la demanda eléctrica y al aumento de la producción renovable.

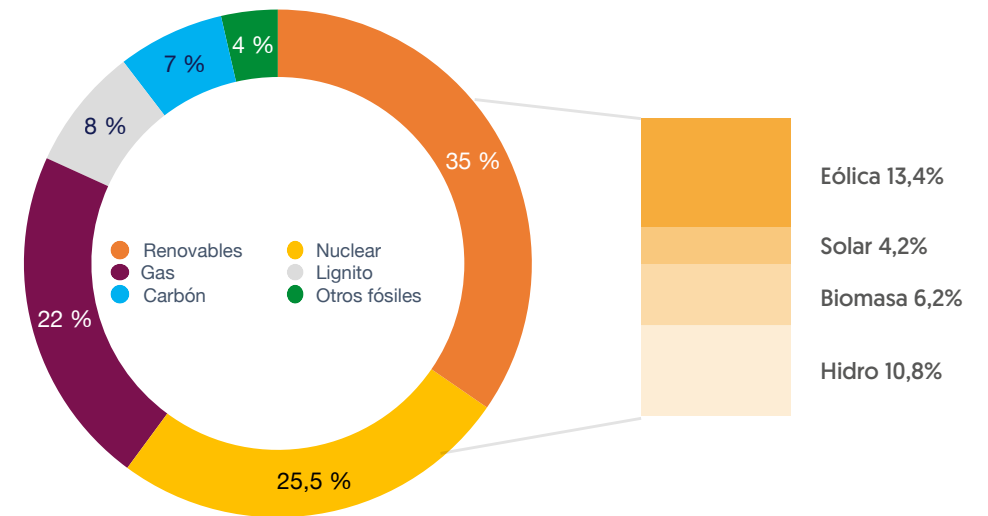
El precio de la electricidad a nivel doméstico por países de la Unión Europea en el primer semestre de 2019 ha sido muy variable. Alemania, es el país de la Unión, con un precio más elevado en los primeros seis meses de 2019, situándose en 31 €/kWh, le siguen Dinamarca con 30 €/kWh y Bélgica con 28 €/kWh. Por el contrario, los países con un menor precio de la electricidad son algunos de los países de la denominada “Europa del Este”, destacan Hungría y Bulgaria, con el menor precio de la electricidad doméstica de 11 €/kWh y 10 €/kWh respectivamente.

FIGURA 2: GENERACIÓN TOTAL RENOVABLE EN LA UE EN 2019



Fuente: Agora Energiewende – The European Power sector in 2019

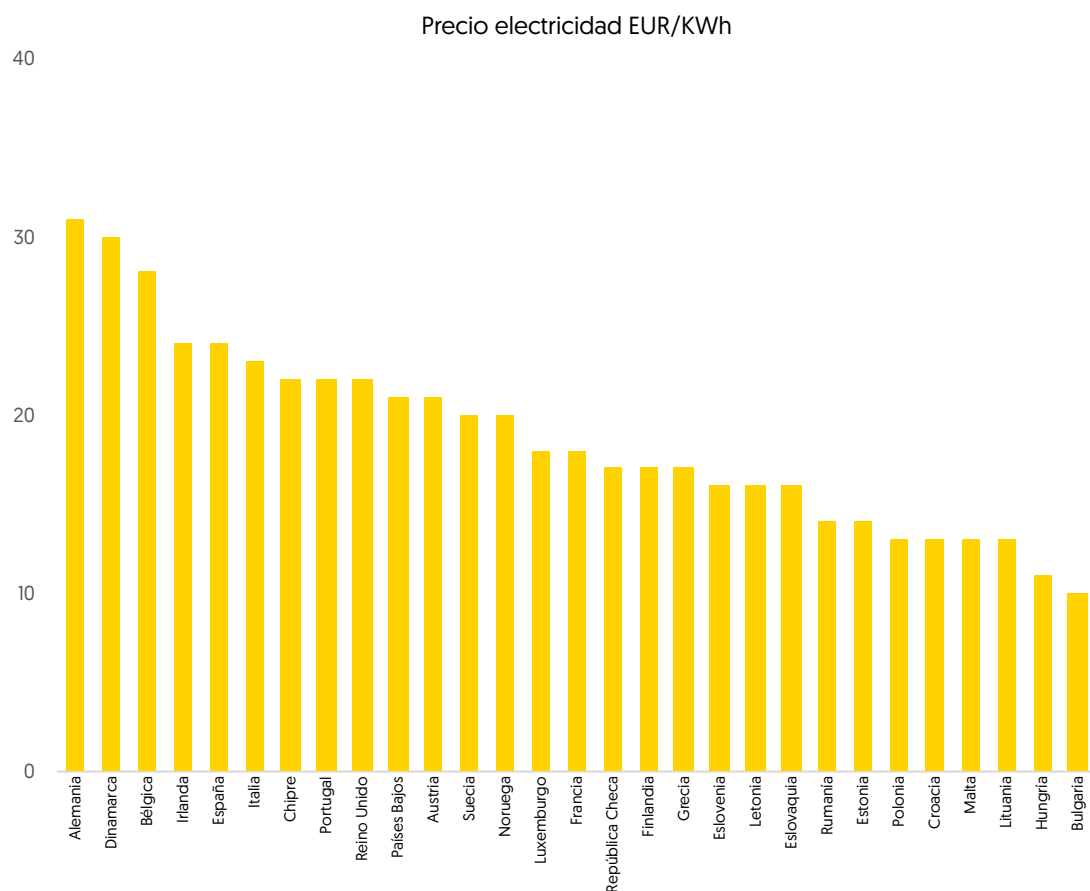
FIGURA 3: MIX DE GENERACIÓN A NIVEL EUROPEO 2019



Fuente: Agora Energiewende. The European Power Sector in 2019

La transición energética es ya un hecho en la mayoría de los países europeos. Las previsiones apuntan a que en 2050 todos los dispositivos de transporte funcionen con energías renovables en Europa y que el 60% de la producción total de energética provenga de fuentes renovables.

FIGURA 4: PRECIO DE LA ELECTRICIDAD DOMÉSTICA EN LA UE – PRIMER SEMESTRE 2019



Fuente: Eurostat

Bibliografía – Agora Energiewende The European Power Sector in 2019 – European Comisión “2050 long – term strategy”

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.

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.

Posteriormente, se aprobó la **Directiva 2009 /28/CE** que estableció un objetivo más ambicioso para 2020, articulado bajo varios principios:

- Un 20% del consumo de energía en la Unión ha de proceder de fuentes renovables.
- Una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables, en los combustibles usados para el transporte.

La Directiva también detalla los mecanismos que se deben articular para que los Estados miembros puedan alcanzar sus objetivos. Entre estos se incluyen los sistemas de apoyo económico y administrativo a las energías renovables, el mecanismo de garantías de origen y la necesidad de una mayor cooperación entre distintos países.

“2030 Energy Strategy”

En octubre de 2014, el Consejo Europeo acordó un nuevo Marco 2030 para el clima y la energía, que incluye objetivos a nivel de la UE y objetivos políticos para el período comprendido entre 2020 y 2030. Estos objetivos tienen como objetivo ayudar a la UE a lograr un sistema energético más competitivo, seguro y sostenible. y para cumplir con su objetivo a largo plazo de 2050 reducciones de gases de efecto invernadero. Las cifras de energía y eficiencia energética se han incrementado en el contexto del paquete Energía limpia para todos los europeos.

El objetivo de la estrategia es enviar una señal fuerte al mercado, alentando la inversión privada en nuevas tuberías, redes eléctricas y tecnología de baja emisión de carbono. Los objetivos se basaron en un análisis económico exhaustivo que mide cómo lograr la descarbonización para 2050 de una manera rentable. El coste de cumplir con los objetivos no difiere sustancialmente del precio que debemos pagar de todos modos para reemplazar nuestro sistema de energía que está envejeciendo. El principal efecto financiero de la descarbonización será desviar nuestro gasto de las fuentes de combustible hacia las tecnologías bajas en carbono.

Finalmente, a finales de 2018 se aprobó el “**Paquete de Energía Limpia**”, también conocido como “Paquete de invierno” donde además de la **Directiva de fomento de uso de energías procedentes de fuentes renovables (Directiva 2018/2001)** se aprueban otras medidas para la promoción del uso de la energía de forma responsable y mejoras en la eficiencia energética.

Objetivos para el 2030

- Reducción del 40% en las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990.

- Al menos el 32% de las energías renovables, con una cláusula de revisión al alza para 2023.
- Objetivo indicativo para una mejora de la eficiencia energética a nivel de la UE de al menos el 32,5%, a partir del objetivo del 20% existente para 2020.
- Respaldo la realización del mercado interior de la energía mediante el logro del objetivo de interconexión eléctrica existente del 10% para 2020, con vistas a alcanzar el 15% para 2030.

Políticas para el 2030

Para cumplir los objetivos, la Comisión Europea ha propuesto:

- Un esquema reformado de comercio de emisiones de la UE (ETS).
- Nuevos indicadores para la competitividad y la seguridad del sistema energético, como las diferencias de precios con los principales socios comerciales, la diversificación del suministro y la capacidad de interconexión entre los países de la UE.
- Primeras ideas sobre un nuevo sistema de gobierno basado en planes nacionales de energía competitiva, segura y sostenible. Estos planes seguirán un enfoque común de la UE. Garantizarán una mayor seguridad de los inversores, una mayor transparencia, una mayor coherencia de las políticas y una mejor coordinación en toda la UE.

“Clean energy for all Europeans”

La Unión Europea ha acordado una actualización exhaustiva de su marco de política energética para facilitar la transición de los combustibles fósiles hacia energías más limpias y cumplir los compromisos del Acuerdo

de París de la UE para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La finalización de este nuevo reglamento de energía, denominado paquete Energía limpia para todos los europeos, marca un paso importante hacia la implementación de la estrategia de la unión energética, adoptada en 2015.

Sobre la base de las propuestas de la Comisión publicadas en noviembre de 2016, el paquete Energía limpia para todos los europeos consta de ocho actos legislativos. Tras el acuerdo político por parte del Consejo y el Parlamento Europeo en 2018 y principios de 2019, se espera que estos actos entren en vigor cuanto antes, aunque los países de la UE tienen entre 1 y 2 años para incorporar las nuevas directivas a la legislación nacional.

El paquete ayudará a garantizar una transición energética limpia y justa en todos los niveles de la economía y establece un sentido de dirección claro y común. Aporta seguridad regulatoria, lo que facilitará la necesaria inversión pública y privada en la transición de energía limpia. Los cambios traerán beneficios considerables desde una perspectiva del consumidor, desde una perspectiva ambiental y desde una perspectiva económica. También subraya el liderazgo de la UE en la lucha contra el calentamiento global y proporciona una importante contribución a la estrategia a largo plazo de la UE para lograr la neutralidad de carbono para el año 2050.

Directiva de Eficiencia Energética en Edificios – Directiva 2018/844

Los edificios son responsables de aproximadamente el 40% del consumo de energía y el 36% de las emisiones de CO₂ en la UE, lo que los convierte en el mayor consumidor de energía en Europa. La directiva de eficiencia energética en edificios (EPBD) describe medidas específicas para que el sector de

la construcción haga frente a estos desafíos, actualizando y modificando muchas disposiciones de la EPBD de 2010.

La nueva norma propone una estrategia nacional para lograr la descarbonización del parque inmobiliario de la Unión Europea. Se propone la introducción de sistemas de control y automatización para lograr una mayor eficiencia de los edificios, así como el uso de tecnologías inteligentes. Se apoya, asimismo, el uso de infraestructuras para electromovilidad de todos los edificios, introduciendo la obligación de instalar puntos de recarga y fomentando la eliminación de barreras administrativas.

Por último, la Directiva se centra en medidas concretas para mejorar la eficiencia energética de los edificios como es impulsar la financiación e inversión pública y privada, promulga estrategias de renovación a largo plazo y el uso de nuevas tecnologías y sistemas electrónicos para adaptarse a las necesidades del consumidor.

Directiva sobre Energía renovable

Con miras a mostrar un liderazgo mundial en materia de energías renovables, la UE ha establecido un objetivo ambicioso y vinculante del 32% para las fuentes de energía renovable en la combinación energética de la UE para 2030. La directiva refundida sobre energía renovable entró en vigor en diciembre de 2018. Esta directiva también establece en su articulado la no posibilidad de aplicar medidas retroactivas sobre marcos ya establecidos en apoyo a la inversión en renovables.

Otro mecanismo de apoyo y promoción es la incorporación de las garantías de origen, que tienen como finalidad “certificar a los clientes finales el porcentaje o la cantidad de energía procedente de fuentes renovables de una estructura de abastecimiento energético del proveedor de energía y de la energía suministrada de los consumidores

en virtud de contratos comercializados haciendo referencia al consumo de energía procedente de fuentes renovables”.

El autoconsumo de energía renovable, también se aborda en la Directiva, donde distingue entre los autoconsumidores individuales y los autoconsumidores colectivos y anima a los Estados miembros a tomar mecanismos individualizados que habilite a los autoconsumidores de energías renovables a generar, consumir, almacenar y vender la energía sobrante.

Así mismo, el texto simplifica los procedimientos de concesión de permisos para evitar que constituyan un obstáculo administrativo al avance energético. La norma propone a los países miembros a elaborar manuales de procedimientos que faciliten la comprensión de los procedimientos administrativos por los promotores de proyectos que están interesados en invertir en este tipo de energía. Uno de los aspectos en los que la Directiva hace más hincapié es en un proceso simple, sobre todo para esos proyectos de menor envergadura, como son las instalaciones residenciales y las instalaciones de cubiertas fotovoltaicas.

Los Estados Miembros tendrán hasta el próximo 30 de junio de 2021 para transponer a cada ordenamiento las novedades incorporadas por esta Directiva.

Directiva de Eficiencia energética – Directiva 2018/2002

Poner en primer lugar la eficiencia energética es un objetivo clave del paquete, ya que los ahorros de energía son la forma más fácil de ahorrar dinero para los consumidores y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, la UE ha establecido objetivos vinculantes de al menos un 32,5% de eficiencia energética para 2030, en relación con un escenario de "negocio como siempre". Aunque este objetivo se revisará al alza en 2023. Las

principales medidas que se establecen son:

- La necesidad de tener contadores individuales y la facturación individualizada de energía térmica en aquellos edificios que utilizan sistemas colectivos de calefacción, que permita conocer y controlar sus facturas.
- Establecer normas nacionales transparentes y a disposición del público sobre el reparto de costes de consumo de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria que tengan sistemas centrales para el acondicionamiento térmico de los edificios.
- Enfatizar en la necesidad de mejorar la calidad del aire y la salud pública de los Estados miembros, así como reducir los costes de energía de hogares y empresas y combatir la pobreza energética de los individuos.

Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la energía y de la acción por el clima – Reglamento 2018/1999

El paquete incluye un sólido sistema de gobernanza para la unión energética, a través del cual cada Estado miembro debe elaborar planes nacionales integrados de energía y clima (NECP – PNIE en español) de 10 años para 2021 a 2030, en los que se describe cómo lograrán sus objetivos respectivos en todas las dimensiones de unión energética, incluida una visión a más largo plazo hacia 2050. Con el reglamento de gobernanza en vigor desde diciembre de 2018, todos los Estados miembros han presentado sus proyectos de NECP, y la Comisión está analizando actualmente cada proyecto de NECP (PNIE en español) y, según el reglamento, tiene el mandato de venir Enviar recomendaciones específicas para cada país antes del 30 de junio de 2019

Los planes que establecen cada uno de los países de energía y clima, deben de ir enfocados en los siguientes aspectos:

- Fomentar la colaboración entre países para incrementar el cumplimiento de los objetivos establecidos en las Directivas Europeas.
- Introducir mecanismos para lograr la consecución de los objetivos fijados en materia de energías renovables y eficiencia energética.
- Desarrollar una estrategia a largo plazo, con una perspectiva de al menos 30 años.
- Fomentar la transparencia entre los Estados miembros.

Diseño del mercado eléctrico

Otra parte del paquete busca establecer un diseño moderno para el mercado eléctrico de la UE, adaptado a las nuevas realidades del mercado: más flexible, más orientado al mercado y mejor posicionado para integrar una mayor proporción de fuentes renovables.

Los elementos de diseño del mercado de la electricidad consisten en cuatro expedientes: una nueva regulación de la electricidad y una enmienda de la directiva sobre la electricidad, la preparación para el riesgo y una regulación que define un papel más importante para la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía [ACER].

Directiva de diseño de mercado de la electricidad

En junio de 2019 se publicó la Directiva de Diseño de Mercado de la Electricidad que modificaba a la realizada en el año 2012. En esta directiva aparecen definidos temas tan importantes como la fijación de los precios de mercado, para ofrecer los estímulos adecuados para el desarrollo de la red y la inversión; Unos mecanismos de capacidad y de disponibilidad con los que se garantiza el desarrollo

del funcionamiento de los mercados integrados o las necesidades de interconexiones con países fronterizos.

Por otro lado, avances importantes como el fomento de la tarificación del consumo según precios horarios, la obligación a los Estados a garantizar a todos los consumidores la posibilidad de comprar y vender energía mediante PPAs y a exigir a las entidades reguladoras a que busquen fórmulas de fijación de precios innovadoras, son significativos para una mayor competencia.

Fijación del mix de generación y de los mecanismos de asignación de nueva generación

Como se recoge en la Directiva, es preciso identificar las bases sobre las que debe de transitar el cambio:

- Nueva entrada preferencial de nuevas renovables mediante sistemas de competencia por tecnologías.
- Cierre de todas las plantas de generación con carbón.
- Participación de los ciudadanos de forma directa en esa nueva transición a las renovables, desde la perspectiva de la creación de las “comunidades de generación”.

Responsable de la gestión de la red como el organismo regulador deben ser organismos completamente independientes

Estos responsables deben tomar sus decisiones en base a parámetros claramente predefinidos. Es imprescindible estrechar el cerco de supervisión de sus decisiones al gestor de la red española, para evitar al máximo actuaciones que hemos visto en el pasado.

Gestionabilidad de la demanda

Es imprescindible avanzar en mecanismos de gestionabilidad de la demanda en cualquier estrato de los consumidores, ya sean micro o grandes consumidores. El nuevo texto de la Directiva de mercado fija criterios muy interesantes, como la implementación de políticas reales de eficiencia, la instauración de mecanismos de demanda agregada a grupos de consumidores agrupados, el fomento de la generación por autoconsumo como medida de gestión de la demanda propia y, por supuesto, como fundamento básico de todas las medidas anteriores, el acceso ilimitado de los consumidores⁷ y en tiempo real a los contadores inteligentes instalados en los puntos de suministro, con acceso íntegro a los datos para uso propio o cesión a terceros, que permitan encontrar soluciones competenciales de gestión real de la demanda que hasta ahora, se encuentran todavía cautivas en manos de las distribuidoras.

Por último, a finales de 2019 la Comisión Europea aprobó el denominado “**Pacto Verde Europeo**”, es una hoja de ruta para administraciones, empresas y ciudadanos que interactúen con el medio ambiente, con los siguientes puntos clave:

- **Estrategia para la transformación energética de la industria de la Unión Europea:** La transformación de la industria hacia la armonización verde y digital es el principal enfoque que la Unión Europea busca en la industria a nivel global. El Documento indica que en marzo de 2020 se debería proponer una estrategia de cambio que será implantada en todos los Estados miembros.
- **Ley climática:** El texto recoge el compromiso de establecer una ley para consagrar el objetivo de neutralidad de cero emisio-

nes de gases de efecto invernadero (GEI) en 2050. La Comisión Europea presentará un plan de impacto para aumentar el objetivo inicial de reducción de emisiones de GEI en 2030 al menos entre el 50% y 55%.

- **Financiación Verde:** La Unión Europea estudiará distintas vías de financiación, como son los llamados bonos verdes que permitan una fácil identificación de inversiones sostenibles para ayudar a empresas y particulares a poner en marcha sus proyectos.
- **Apoyo a la descarbonización:** Se facilitará la descarbonización a todos los Estados miembros, a través de una perspectiva para un mercado competitivo y abordando el problema de las emisiones de metano relacionadas con la energía.
- **Medidas para incentivar la movilidad sostenible e inteligente:** La Comisión propone una iniciativa de financiación para el cobro de infraestructuras, y una propuesta legislativa sobre la producción y consumo de combustibles de transporte sostenible.
- **Nuevos mecanismos para una transición justa:** Dentro del documento se recogen ayudas para favorecer la transición justa de los Países Miembros, donde se incluyen inversiones por valor de 100.000 millones de euros. Los países integrantes en la Unión Europea deberán elaborar planes de transición territorial que les ayuden a cumplir con los objetivos climáticos. Este plan también incluye la necesidad de reciclar de profesionales de la minería, así como la creación de nuevos empleos para conseguir los objetivos del pacto verde.

3.3.

Datos macroeconómicos. Potencia total instalada en Europa

El mercado fotovoltaico europeo mantuvo sus perspectivas de crecimiento, convirtiendo el año 2019 como el mejor año de crecimiento en número de instalaciones fotovoltaicas en el viejo continente, con 16,7 GW nuevos de potencia. Esta cifra supuso duplicar la nueva potencia instalada respecto al año anterior, cuando se instalaron 8,2 GW.

A la cabeza de este crecimiento se encuentra nuestro país que, en 2019 sumó un total de 4,7 GW de nueva potencia fotovoltaica. Este incremento ha sido propiciado por la instalación de la mayoría de los proyectos adjudicados en la subasta de 2017, cuando alrededor de 4 GW de energía solar fueron otorgados con una fecha límite de instalación de finales de 2019. Asimismo, el resurgir del autoconsumo, como consecuencia de la normativa aprobada en 2019 (RD 244/2019) apuntaló este crecimiento. En este sentido, según las cifras que maneja el sector, en apenas 12 meses se pusieron en marcha aproximadamente 0,4 GW de pequeñas instalaciones de autoconsumo.

El segundo país que ha experimentado un mayor crecimiento en el mercado europeo ha sido Alemania, con casi 4 GW de potencia instalada en 2019. El país ha experimentado un incremento del 35% en 2019 con respecto al año anterior. Gran parte de esta nueva potencia, alrededor del 80%, se debió al sistema “feed-in-premium,” consistente en una prima que se suma al precio existente en el merca-

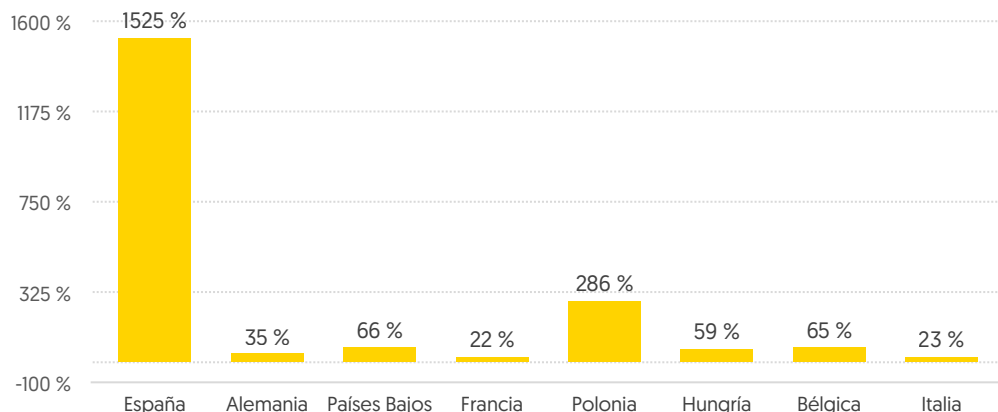
do, y las ayudas dirigidas a las instalaciones de autoconsumo de entre 40 kW y 750 kW de potencia. El restante 20%, proviene de concursos de sistemas fotovoltaicos sobre suelo con potencia superior a 750 kW.

Por detrás de Alemania, se sitúan los Países Bajos con 2,5 GW instalados, que han incrementado un 66% su nueva potencia instalada respecto de 2018, año en el que se puso en marcha 1,5 GW. Este crecimiento se deriva de una política gubernamental basada en 2 ejes: (i) los incentivos destinados a las instalaciones residenciales y (ii) el sistema de ayudas “SDE+” destinado a las plantas comerciales de mayor tamaño, y que compensa al productor cuando el precio de mercado no llega a cubrir el coste de la tecnología en cuestión, percibiendo por tanto la diferencia entre ambos.

Francia, por su parte, comenzó el año con un bajo ritmo de instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, finalmente consiguió remontar el crecimiento esperado, instalando 1,1 GW y superando las cifras con respecto al año anterior. Nuevamente, estos resultados se deben al mecanismo de concursos fotovoltaicos establecido por el Gobierno galo, que incluye instalaciones de pequeña potencia de hasta 100 kW.

Frente a todos estos países, tradicionales ejecutores de instalaciones renovables, cabe resaltar el caso polaco, que puso en marcha 0,8

FIGURA 1: CRECIMIENTO DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN PAÍSES DE LA UE ENTRE 2018 Y 2019.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Solar Power Europe

GW. Este impulso está directamente relacionado con las instalaciones de autoconsumo, principalmente pequeñas instalaciones de hasta 50 kW. Estas, también denominadas, micro-instalaciones, tuvieron un notable auge derivado de su simplificación administrativa y un elevado éxito por la notable reducción del coste de la energía experimentada por quienes las instalan.

Otros países que han incrementado su potencia instalada con respecto a 2018 son Hungría con 0,7 GW, seguido por Bélgica con 0,6 GW, Italia con 0,5 GW, UK que consigue aumentar ligeramente su capacidad instalada en 0,4 GW y, por último, Portugal, con nuevos 0,4 GW.

No obstante, la tendencia fotovoltaica de la Unión Europea no es unánime en todos los países, existiendo algunos que apenas han instalado nueva potencia, aunque en tasa de crecimiento sean superiores a las registradas en 2018. Dentro de este grupo de países se encuentran Austria, Bulgaria y Rumania.

A principio de año, las perspectivas indicaban, que la potencia instalada de los países de la Unión Europea podría triplicarse en tres años, con una media de crecimiento de 41,4 GW por año. Sin embargo, con la pandemia mundial generada por el COVID 19, la recesión económica que se espera y la caída de la actividad productiva en entornos que superan el 30%, se torna fundamental que este crecimiento, al menos en el medio plazo, vaya acompañado de políticas de promoción y ayudas a las energías renovables.

Uno de los principales factores del crecimiento de la potencia instalada en el 2019, fue el abaratamiento de la tecnología solar, propiciado por el bajo precio de los principales materiales de las instalaciones, como son módulos, estructuras e inversores. Hoy en día, la fotovoltaica ya es la tecnología mas accesible de todas las fuentes de generación existentes. Cabe destacar que, por ejemplo, el récord de abaratamiento de una subasta tuvo lugar en Portugal, donde se adjudicó toda potencia ofertada a un precio de 14,8 €/MWh.

En lo que respecta a la potencia total acumulada, el top five de países de la UE sigue sin variar respecto a años anteriores, situándose a la cabeza Alemania y seguida de Italia, Reino Unido, Francia y España.

En el extremo contrario, los países que se posicionan en los últimos cinco puestos han experimentado un crecimiento desigual. Países Bajos ha acumulado 6,68 GW de potencia total, que representa un incremento del 41% con respecto a 2018. Sin embargo, Bélgica, Grecia, Suiza y República Checa experimentaron un crecimiento muy reducido.

Fuera de la UE, destaca Turquía, con 0,92 GW en 2019. Con esta nueva potencia Turquía acumula

5,99 GW instalados. Las perspectivas del Gobierno turco son la instalación de 16 GW de potencia solar para finales de 2027. Este incremento en sistemas solares vendrá, principalmente, de sistemas solares distribuidos en tejados.

En resumen, los países de la Unión Europea han pisado el acelerador y han incrementado el ritmo de instalaciones de energía solar con respecto a años anteriores. De los 28 países que componen la Unión Europea, 26 han incrementado el número de instalaciones, mientras que en 2018 solo 4 países incrementaron su potencia instalada con respecto al año anterior. Estos datos muestran la transición energética que está viviendo el viejo continente gracias al impulso de políticas de promoción de las energías renovables.

TABLA 1: POTENCIA ACUMULADA EN LOS PRINCIPALES MERCADOS FOTOVOLTAICOS DE LA UE.

| 2019 | |
|-----------------|----------------|
| PAÍSES | ACUMULADA (GW) |
| Alemania | 49,91 |
| Italia | 20,48 |
| Reino Unido | 13,36 |
| Francia | 10,02 |
| España | 9,90 |
| Países Bajos | 6,68 |
| Bélgica | 4,68 |
| Grecia | 3,05 |
| Suiza | 2,95 |
| República Checa | 2,70 |

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SolarPower Europe e IRENA



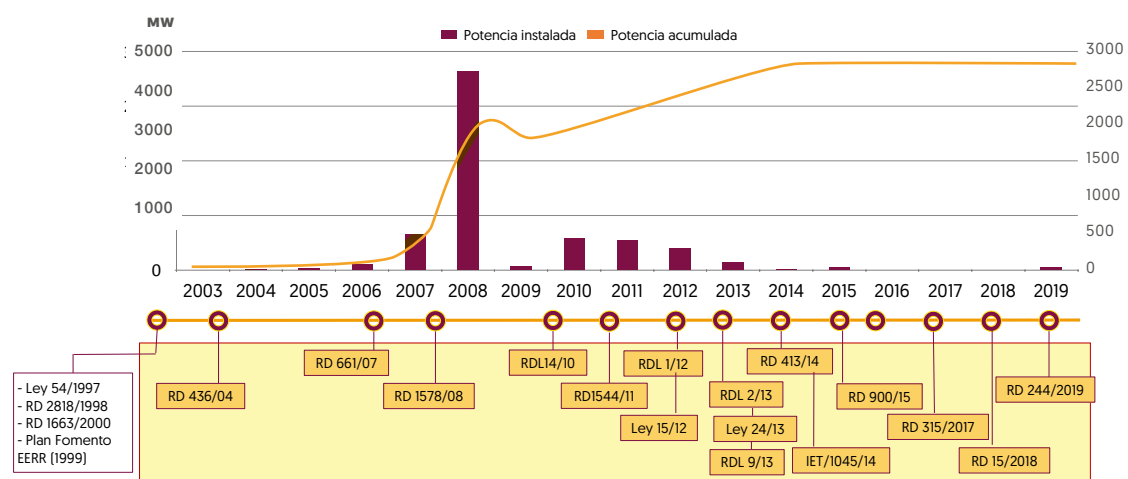
4

**Análisis de la
situación del sector a
nivel estatal**

4.1.

La regulación sectorial como factor clave en el desarrollo de la fotovoltaica

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA



Fuente: Elaboración propia

Los distintos desarrollos normativos vividos en España y la seguridad jurídica existente bajo cada entorno regulatorio han marcado la evolución de la potencia fotovoltaica instalada.

Desarrollo de la normativa hasta 2004: Los orígenes del sector

Los textos normativos de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el RD 2818/1998, sobre pro-

ducción de energía eléctrica con renovables, y el RD 1663/2000, sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, daban sujeción a las fuentes de generación renovable a principios del siglo XXI.

A pesar de que estos tres textos normativos no reflejaban un adecuado marco para el desarrollo de las energías renovables, es verdad que comenzaban a despertar un cierto interés para implementarlas a escala nacional.

Esto se puso de manifiesto en el Plan de Fomen-

TABLA 1: 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 |
| Biogás | 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 |

Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables en España

to de Energías Renovables de 1999¹, que preveía, entre 1999 y 2010, la instalación de 11.000 MW renovables.

Fue en esos años, cuando la energía solar fotovoltaica estaba pasando de la madurez conceptual a la madurez tecnológica. No obstante, aunque los costes comenzaban a disminuir, seguía precisándose una ayuda económica para poder competir en los mercados con el resto de tecnologías de producción ya maduras. A raíz de ello, se celebraron las distintas convocatorias ICO-IDEA que, anualmente, concedían préstamos con condiciones más favorables para los prestatarios que instalaran renovables en España.

Estas líneas de ayuda fueron una pieza clave en los primeros años de desarrollos renovables, sin embargo, su lenta y compleja tramitación convirtió a este mecanismo en un sistema ineficaz. De esta manera, las

distintas asociaciones del sector abogaron por un sistema de primas más efectivo, dejando este sistema retributivo a casos especiales, como las instalaciones aisladas.

2004-2007. El comienzo de la expansión fotovoltaica

El RD 436/2004 pudo reflejar las exigencias que, por parte del mercado, se venían reclamando acerca del establecimiento de una normativa retributiva estable que creara una mayor seguridad. En el Real Decreto, además de una desgravación fiscal para las instalaciones conectadas a la red, se establecían tarifas y primas para un periodo de más de 25 años.

También se establecían dos sistemas retributivos opcionales que se basaban ambos en un

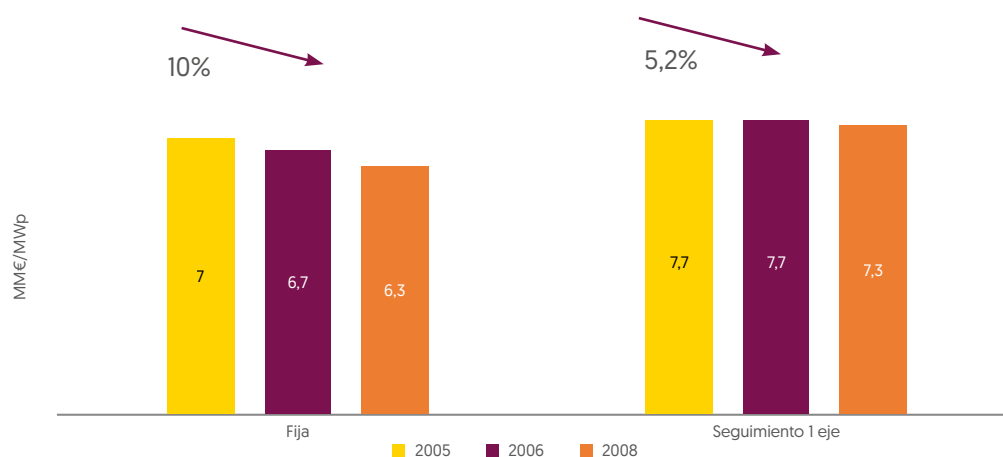
1. Plan de fomento de energías renovables en España

sistema de incentivos que giraba en torno a la Tarifa Media de Referencia [TMR] establecida para ese año.

La TMR 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. Esta Tarifa Media de Referencia se imputaba a los consumidores en aras de cubrir los costes del sistema. La tarifa se establecía cada año vía Orden Ministerial, fijándose durante el periodo 2004-2006. Las primas, el incentivo o la tarifa regulada dependía del tamaño de la instalación, siendo más favorables para aquellas de tamaño menor.

FIGURA 3. 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

La cuantía de estas primas provocó un ligero aumento del número de proyectos, al igual que del tamaño medio de los mismos. Asimismo, también se generó la entrada de financiación privada, provocando una menor necesidad de subvenciones que, en un primer momento, se habían dado.

A pesar de todo, en esta normativa no se re-

solvieron otro tipo de problemas de índole técnico y administrativo, como los problemas de conexión en media tensión o la ausencia en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión de referencias hacia la generación eléctrica basada en el aprovechamiento solar.

Del mismo modo, los costes de la tecnología continuaban siendo elevados y por ello las in-

versiones no acababan de ser del todo atractivas. El IDAE elaboró, entre 2005 y 2008, unos dosieres que reflejaban los costes estimados de diversas instalaciones tipo. Podemos observar estos resultados en el siguiente gráfico.

Otro de los resultados del RD 436/2004, fue el notable incremento del número de peticiones de puntos de conexión y permisos administrativos, que en muchas ocasiones no tenían intención de realizar ningún proyecto, bloqueando a la administración competente y a

los promotores verdaderamente interesados.

En sustitución al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables, se publicaba en 2005 el primer Plan de Energías Renovables (PER). En él quedan recogidos los objetivos de crecimiento y desarrollo de las renovables hasta el año 2010, siguiendo las directrices marcadas a nivel europeo. La fotovoltaica comienza entonces a considerarse como una fuente energética a tener en cuenta en la composición del mix energético futuro.

TABLA 3: OBJETIVOS DE POTENCIA 2005-2010 (PER).

| Tecnología | 2004 | Previsión 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

TARIFA REGULADA

$$\text{Ingresos totales} = \text{PRIMA} + \text{EG} \times \text{PR}$$

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

2007-2010. La gran expansión de la fotovoltaica

Con la finalidad de cumplir con los objetivos marcados y observando que algunas tecnologías no conseguían desarrollarse del todo, se redactó en 2007 el RD 661/2007 que derogaba el RD 436/2004. En este nuevo marco se estableció un sistema de incentivos que conllevaría el desarrollo definitivo de la fotovoltaica. Otra vez más, el volumen de la prima venía determinado por el tamaño de la instalación, beneficiando a aquellas de menor tamaño.

De igual forma, el sistema de remuneraciones vivió diversas modificaciones, uniendo la retribución del régimen especial con la evolución del IPC, en vez de a la Tarifa Media de Referencia. Gracias a esto, se pudo ofrecer una mayor estabilidad al sector, debido al carácter oficial del IPC. De este modo, en los primeros 4 años las tarifas se actualizarían en base a IPC-0,25% y posteriormente a una tasa equivalente al IPC-0,5%. Además, las instalaciones cobrarían la prima durante toda la vida útil de la instalación, pero a partir del vigesimosexto año, se reduciría un 20%.

Además, para evitar el bloqueo administrativo de peticiones carentes de un proyecto real, el RD también estableció la obligatoriedad de aportar una garantía de 500 €/kW para las instalaciones fotovoltaicas.

Estas condiciones se mantendrían hasta la instalación de una potencia límite de 371 MW, to-

mando como referencia el objetivo propuesto para 2010 en el PER de 2005. Si por algún motivo, se alcanzara el 85% de la potencia instalada, se implantaría un plazo de 12 meses para que las plantas que se inscribieran en el registro ministerial cobrasen la opción de tarifa. Este límite de potencia fue alcanzado tres meses después de haberse aplicado la norma. Sin embargo, debido al gran número de proyectos que estaban en fase de ejecución que debían ser terminados y al tener las CC. AA. la competencia directa sobre las autorizaciones administrativas, el día 28 de septiembre de 2008, cuando se terminaba el plazo máximo de inscribirse al registro bajo remuneraciones especiales, se habían instalado 2.700 MW.

El RD 661/2007 establecía también que, cuando se alcanzase el límite de potencia, se instrumentaría un nuevo marco regulatorio para las nuevas instalaciones. Este nuevo marco fue el RD 1578/2008, establecido con el objetivo de plantear un marco regulatorio estable hasta el año 2011, ya que en 2010 se esperaba la publicación del PER 2011-2020.

Con la experiencia vivida en los últimos años, se hizo más evidente la necesidad de realizar revisiones tarifarias en periodos más cortos, por lo que el nuevo decreto introduce una serie de revisiones con el objetivo de ajustar las primas a la evolución del mercado en el contexto internacional. Esto generó el establecimiento de un sistema de cupos trimestrales de potencia y primas decrecientes.



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

En este Real Decreto, las primas dependían de donde estuviera situada la instalación, estableciendo dos categorías:

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

Este nuevo régimen económico del RD 1578/2008 supuso una reducción global de las primas del 29 %, mientras que, en función de lo que se cubrieran los cupos, se predecía una reducción de entre el 5 % y el 11 % año a año. Así, se estableció un nuevo cupo máximo de 500 MW instalados anuales, con un tamaño máximo de planta de 10 MW.

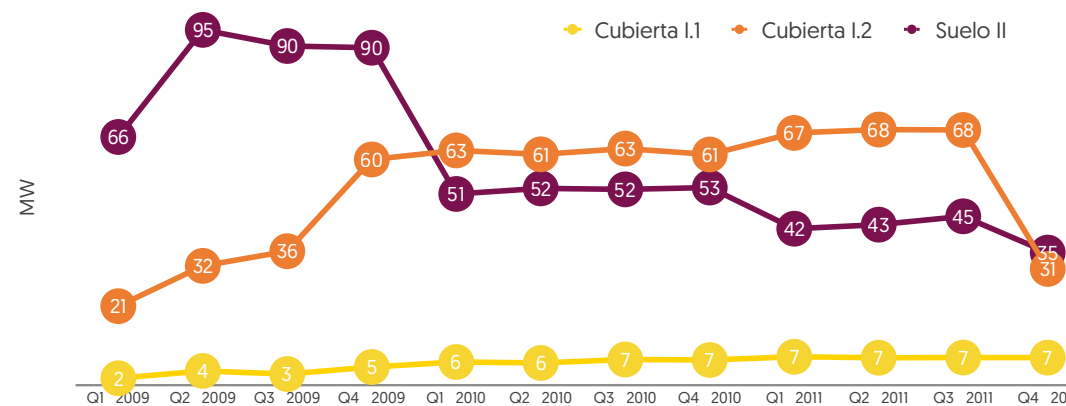
Tras la gran incorporación de potencia de 2008,

en el año 2009 la potencia instalada fue muy baja como consecuencia del retraso de la autorización de las inscripciones al registro. Cada una de las convocatorias en el año 2010 para las instalaciones de suelo se cubrieron, por lo que las tarifas se redujeron un 13,9% en el 2011.

2010-2013. Los ajustes retroactivos

A partir de 2009 se sucedieron una serie de medidas que castigaron enormemente al sector renovable. En esta línea, se publica el RD Ley 14/2010 en el año 2010, por el que se limitaban las horas de producción de la energía fotovoltaica, haciendo que la energía generada a partir de ese límite no recibiera ninguna remuneración especial, cobrando exclusivamente el precio establecido en el mercado.

FIGURA 4: POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA 2009-2011



Fuente: Elaboración propia a partir de Registros oficiales del Ministerio

TABLA 6: LIMITACIÓN DE HORAS COYUNTURALES 2011-2013

| Limitación de horas 2011-2013 | |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| Tecnología | Horas equivalentes de referencia/año |
| Fija | 1.250 |
| Seguimiento 1 eje | 1.644 |
| Seguimiento 2 eje | 1.707 |

Fuente: RDL 14/2010

Esta medida provocó una reducción del 25% en los ingresos percibidos por las instalaciones fotovoltaicas, durante los ejercicios 2011 y 2012. Además, en el año 2011 se publicó el RD 1544/2011, que establecía un peaje de acceso a las redes de distribución y transporte para los productores -peaje a la generación- de 0,5€/MWh.

Como colofón a estas medidas desfavorables,

en enero de 2012 se publica el RD Ley 1/2012, en el que se establece la suspensión de todas las primas a las fuentes de generación sujetas al régimen especial, salvo las que estaban en fase de ejecución. La consecuencia inmediata de la publicación de este RD Ley fue la paralización de todo nuevo proyecto de plantas sobre suelo hasta la celebración de las primeras subastas a mediados de 2017.

TABLA 7: 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

La moratoria impactó directamente con los objetivos de penetración de renovables que se fijaron en el segundo Plan de Energías Renovables, elaborado por el IDAE. Estos objetivos, que indicaban un incremento de más de un 60 % el parque renovable en apenas 10 años, resultaban imposibles de alcanzar tanto por la moratoria establecida como por la inseguridad jurídica creada en el sector.

Además, a finales de 2012 quedó aprobada la Ley 15/2012 que establecía un impuesto que gravaba con una tasa del 7% todos los ingresos brutos que las instalaciones de generación percibían. Esto se tradujo en una reducción de los ingresos anuales de los productores fotovoltaicos superior a los 200 millones de euros.

A las anteriores medidas, se sumó, en el año 2013, la publicación del RDL 2/2013 que corregía el mecanismo de actualización anual de las tarifas reguladas, sustituyendo el Índice de Precios al Consumo (IPC) por un índice específico para el sector eléctrico (IPC-IC). En la práctica, este supuso la actualización de los precios con índices negativos.

El efecto global de esta reforma supuso una reducción anual de unos 300 millones de euros en las tarifas reguladas.

2013 en adelante. La reforma energética

En julio de 2013 se publicó el RDL 9/2013 que habilitaba al Gobierno para aprobar un nuevo régimen económico y jurídico –instrumentado posteriormente en el RD 413/2014- reemplazando el sistema de tarifas reguladas del RD 661/2007. Del mismo modo, a finales de ese mismo año se publica la Ley 24/2013 que derogaba la Ley 54/1998 y extendía los principios expuestos en el RDL 9/2013.

Un año más tarde, se publica el RD 413/2014 y su orden IET 1045/2014 de acompañamiento. En este Real Decreto se explica el concepto de rentabilidad razonable, introducido en el RDL 9/2013, y que afectaba a todas las instalaciones sujetas en el régimen especial. Por su lado, la orden de acompañamiento establecía los parámetros retributivos aplicados a dicho sistema

La retribución para instalaciones de régimen especial consistiría a partir de entonces en la percepción del precio de mercado obtenido de la venta de energía, más una retribución específica formada por dos elementos: (i) un término por unidad de potencia con el objeto de cubrir los costes de inversión no recuperados por la venta de energía, cuando proceda y (ii) un término de operación para cubrir los costes de explotación y los ingresos por participación en el mercado.

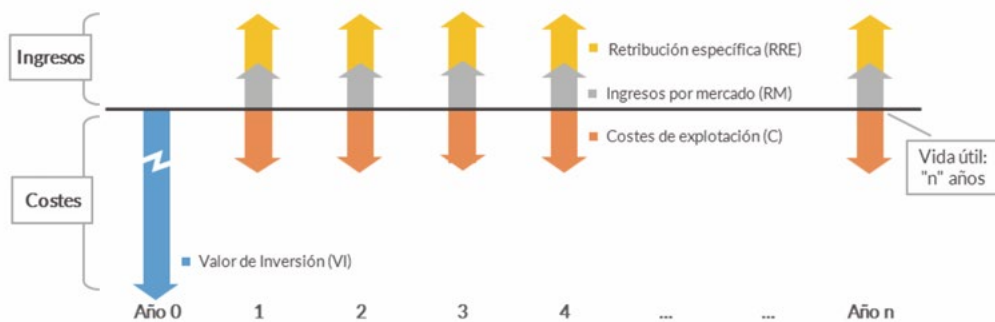
La norma introdujo también la valoración de la rentabilidad razonable, calculada como la suma del rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos. Lo que situó la rentabilidad razonable alrededor al 7,5%.

La tasa de rentabilidad razonable es, en términos financieros, el valor de la tasa interna de retorno (TIR), con la que los flujos de los fondos quedan descontados durante la vida del proyecto para que el valor actual neto (VAN) de los mismos –incluyendo el coste de inversión inicial- sea nulo. En el siguiente esquema se presenta a modo de ilustración un esquema de los flujos de ingresos y costes de un proyecto para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil:

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

$$= \text{EG} \times \text{PP} + \text{Rinv} \times \text{Pn} + \text{R} \text{ ox EG}$$

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



Por lo tanto, si en el año 0 el propietario de la instalación realiza una inversión ["VI"], y con posterioridad, durante 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 para alcanzar la TIR o tasa de rentabilidad razonable requerida, cercana a ese 7,5%.

Sin embargo, en el caso de los pequeños productores fotovoltaicos, la tasa de rentabilidad razonable establecida [7,39%] no se ha alcanzado en ningún caso, puesto que, al tratarse de iniciativas de particulares, estos 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. Adicionalmente, la mayor parte de estas pequeñas instalaciones fueron financiadas con tipos de interés muy altos, soportando derivados financieros y aportando garantías personales e hipotecarias propias y de terceros.

Hay que tener también en consideración que 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 ejercerse exclusivamente en micro generación.

TABLA 9: 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 CNMC

2017, las nuevas subastas renovables

Tras los cambios regulatorios retroactivos y la moratoria vivida en el sector de las renovables, se perdió el interés de los inversores en este mercado, trasladando las inversiones a sectores y países con una regulación más estable a la española. El denominado "apagón renovable" en nuestro país podría significar el incumplimiento de los objetivos de renovables fijados a nivel europeo para 2020. Por ello, para combatir esta situación y aprovechando la reducción de costes de las tecnologías, el Gobierno fijó un sistema de subastas que tenía por objeto último volver a instalar nueva potencia renovable.

Las subastas giran alrededor del concepto de valor inicial de inversión, factor clave para definir la Retribución a la Inversión. Para cada unidad de potencia subastada el Gobierno fija un valor de inversión inicial. Los participantes en la subasta pujaban ofertando un porcentaje de reducción de dicho valor de inversión inicial. El resultado es un porcentaje de reducción sobre el valor de inversión inicial, lo que también

supone la reducción del término de Retribución a la Inversión asociado a la Retribución Específica durante la vida útil de la instalación.

La potencia adjudicada hasta la fecha fue resultado de las tres subastas que se han celebrado. La fecha límite para que la potencia adjudicada esté operativa se ha fijado para antes de la finalización de 2020.

Los porcentajes de reducción ofertados por los participantes en la subasta fueron tan elevados en todas las convocatorias que, el valor de inversión resultante de la subasta dio lugar a que la Retribución a la Inversión, uno de los términos de la Retribución Específica, fuera cero. Este hecho deja patente la plena competitividad de esta tecnología sin retribuciones adicionales a las del propio mercado eléctrico.

2019, El renacer de la fotovoltaica

Si por algo se ha caracterizado el pasado 2019, es por el cambio de política energética. En efecto, se ha pasado de un panorama legislati-

vo basado en políticas restrictivas o normativa insuficiente para desarrollar de forma normal el sector, a otro en el cual se ha puesto por delante el paradigma de un nuevo modelo energético basado en fuentes de generación renovable. En este sentido, la nueva política energética, en lo que se refiere a las energías renovables, se vertebra sobre dos grandes ejes:

En primer lugar, cabría destacar el **autoconsumo**. Con la aprobación del Real Decreto 244/2019 se ha abierto de forma relevante esta alternativa energética dado que favorece y desarrolla de forma clara y nítida el marco normativo de este tipo de instalaciones. Aunque su alcance y contenido se desarrolla de forma más concreta en el capítulo 4.7 de este informe, conviene destacar entre sus principales características, las siguientes: (i) posibilidad de realizar instalaciones para uso colectivo, (ii) posibilidad de acogerse a un régimen económico de compensación de excedentes, (iii) simplificación administrativa, y (iv) posibilidad de realizar autoconsumo sin que la instalación esté conectada directamente dentro de la red de distribución.

Por otro lado, no se puede olvidar dentro de esta apuesta renovable a las instalaciones de venta a red. En este sentido, en lo que respecta a las instalaciones con régimen retributivo específico en 2019 se aprobó el RDL 17/2019 por el cual se mantiene en el 7,4% la tasa de rentabilidad razonable actual durante los dos próximos periodos para las instalaciones puestas en marcha antes del 12 de julio de 2013, siempre y cuando, desistan de los litigios que, en su caso, mantengan o prevean plantear contra el actual régimen retributivo, en cuyo caso la tasa de rentabilidad razonable descenderá hasta el 7,09% hasta 2025 y, a partir de esa fecha, quedará establecida en referencia al bono mas un diferencial.

En lo que respecta a las nuevas instalaciones sobre suelo, se sigue a la espera de una norma que actualice los procedimientos de conexión y acceso de las instalaciones y otorgue transparencia en los procedimientos utilizados por los titulares de las redes de transporte. Asimismo, está todavía pendiente de publicación la propuesta de subastas de nueva potencia renovable.

En cualquier caso, con los avances tecnológicos y la curva de aprendizaje de la fotovoltaica la ejecución de nueva potencia no está supeditada al mantenimiento de un sistema de subastas, sino a la flexibilización y transparencia en la asignación de los puntos de conexión. Basta señalar, para abundar en lo anterior, que actualmente existen solicitudes para conectar 109.000 MW de fotovoltaica sin sistema primado. Eso pone de manifiesto la autosuficiencia y madurez de un sector que únicamente necesita la agilización de los trámites y la eliminación de trabas administrativas para terminar de desarrollarse. De igual forma, frente a los grandes parques fotovoltaicos, desde ANPIER se defiende la necesidad de reservar un porcentaje de la nueva potencia a pequeños proyectos sociales de hasta 10 MW para evitar una nueva concentración sectorial y democratizar la energía para toda la sociedad.

Finalmente, cabe destacar que a principios del año 2020 se aprobó la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad que contiene la nueva metodología de peajes de acceso de transporte y distribución. Si bien esta es una circular que desarrolla principalmente los peajes que deben pagar los consumidores por el uso de las redes, también cabe destacar que la misma elimina el peaje a la generación que pagan los productores renovables por el uso de estas (0,5 €/MWh).

4.2.

Nuevos parámetros retributivos 2020-2022

Introducción. La tasa de rentabilidad razonable del periodo 2020-2025

El Real Decreto Ley 17/2019 de 22 de noviembre, “por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación” estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2031, la tasa de rentabilidad razonable de las instalaciones del RD 661/2007 y RD 1578/2008 en el 7,398%, siempre y cuando estas renuncien mantener frente a la administración cualquier litigio relativo al actual régimen retributivo económico. Por su parte, a aquellas instalaciones que mantengan o litiguen este marco económico, se les aplicará, hasta el 31 de diciembre de 2025 una tasa de rentabilidad razonable del 7,09% y, a partir de ahí esta se determinará con referencia al bono del Estado incrementado en un diferencial.

Por su parte, el pasado 4 de marzo de 2020 se publicó la “Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tie-

ne su inicio el 1 de enero de 2020” que, dando contenido a lo estipulado en el RDL 17/2019 establecía los nuevos parámetros retributivos de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2022.

Las principales novedades de esta Orden ministerial son las siguientes:

- Se mantiene el 7,398% de rentabilidad para las instalaciones con puesta en marcha con anterioridad a la aprobación del RDL 9/2012 para los dos próximos periodos regulatorios, dando cumplimiento a lo establecido en el RDL 17/2019.
- Se establece el siguiente precio de mercado para los próximos 3 años: (i) 2020 -54,42€/MWh-, (ii) 2021 -52,12€/MWh-, (iii) 2022 -48,82€/MWh- y (iv) 2023 en adelante -48,82 €/MWh-.
- Se fija en 1,0036 el nuevo coeficiente de apuntamiento para la tecnología fotovoltaica. Este coeficiente se debe aplicar sobre el precio medio estimado para calcular cual es precio que corresponde a cada tecnología.

El hecho de que la tasa de rentabilidad razonable se mantenga en los mismos niveles del primer periodo regulatorio es, a priori, una buena noticia, porque implica la ausencia de nuevos recortes retroactivos hacia las instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, aunque la piedra angular de la retribución es esa tasa de rentabili-

dad razonable, existen muchas variables dentro del modelo que permiten al legislador variar la retribución real que percibirán las plantas.

En efecto, el modelo económico vigente establece que los ingresos netos percibidos por las plantas deben ser tales que a lo largo de la vida regulatoria restante estas obtengan una rentabilidad dada. Ahora bien, para obtener esta rentabilidad se deben estimar los ingresos y costes futuros, por lo que cualquier previsión alejada de la realidad del mercado puede modificar los importes reales a percibir por las plantas. A modo de ejemplo, si se estiman unos ingresos futuros derivados del precio del mercado [comúnmente llamados “baldita”), los ingresos regulatorios (Retribución a la inversión y Retribución a la operación) serán menores, y a la inversa. Dicho esto, es cierto que el sistema se autocorriga cada 3 años, de forma que se confrontan estas previsiones frente a los datos reales y se ajustan los ingresos regulatorios para que la instalación obtenga esa tasa de rentabilidad razonable. Sin embargo, este ajuste no es del todo real y por cada kWh que se pierde o gana, el sistema no se ajusta en esa misma medida sino por debajo, y además, el importe se ajusta durante el resto de la vida útil regulatoria sin tener en cuenta el efecto inflación.

Exactamente esto es lo que ocurrió cuando se aprobó esta orden de parámetros. Las previsiones de los precios del mercado para los ejercicios 2020, 2021 y 2022 eran sustancialmente más elevadas que las previsiones de los mercados de futuro existentes en el momento de la publicación. Esta situación se agrava con el impacto del COVID19 que ha derivado en un hundimiento del precio del mercado eléctrico y de los futuros para los próximos años.

En este sentido, el presente capítulo tiene como objeto estimar, para una muestra de instalaciones tipo, los ingresos de los próximos 3

años y contrastarlos con los percibidos desde la puesta en marcha de las instalaciones.

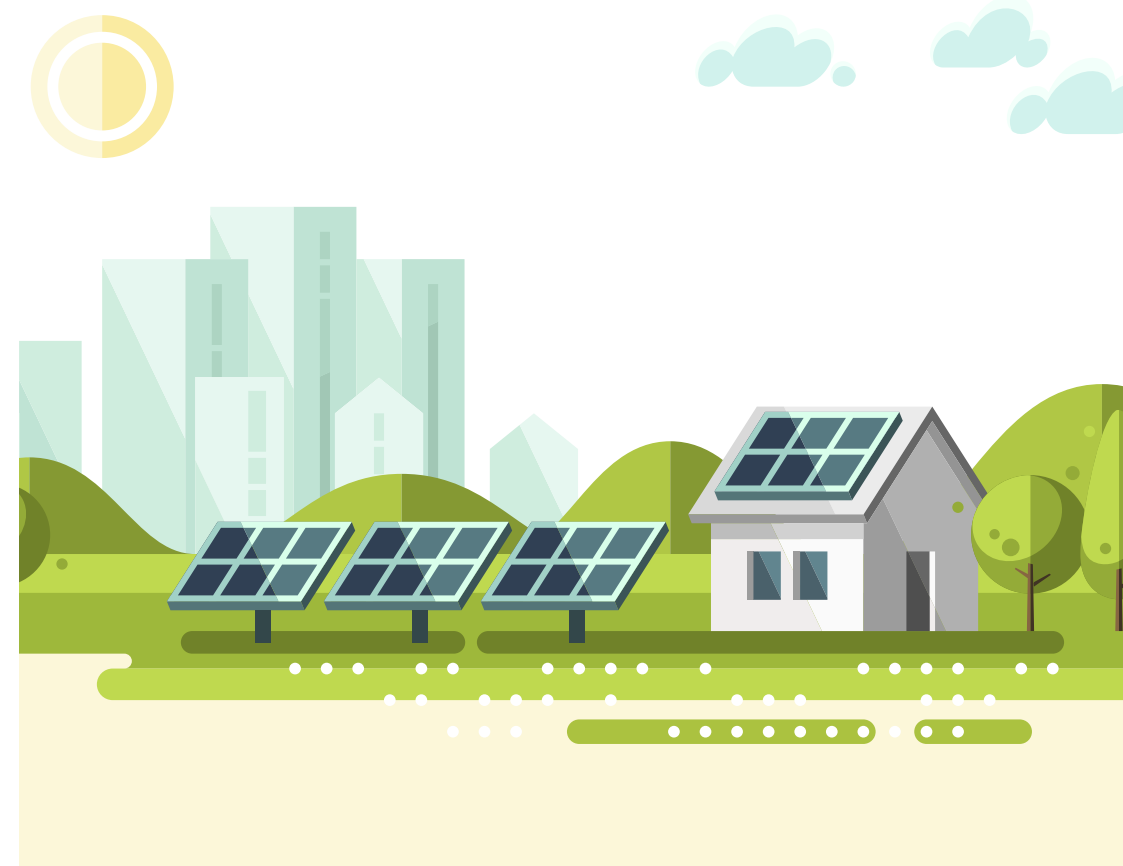
- **IT-48:** Instalación Fija de entre 100 y 2.000 kW puesta en marcha en el año 2008.
- **IT-57:** Instalación de S2E de entre 100 y 2.000 kW puesta en marcha en el año 2007.
- **IT-62:** Instalación Fija de entre 2.000 y 10.000 kW puesta en marcha en el año 2008.
- **IT-65:** Instalación de S1E de entre 2.000 y 10.000 kW puesta en marcha en el año 2008.
- **IT-70:** Instalación Fija de más de 10 MW puesta en marcha en el año 2008.
- **IT-73:** Instalación de S2E de más de 10 MW puesta en marcha en el año 2008.

Para cuantificar los ingresos obtenidos por las instalaciones durante el periodo comprendido entre 2008 y 2019, ambos inclusive, se ha seguido lo establecido en la Orden IET 1045/2014, la Orden ETU 130/2014 y las distintas ordenes que cuantificaban las primas hasta ejercicio 2013. No obstante, los precios reales del mercado eléctrico, desde 2013 hasta 2019, ambos inclusive, se han tomado de la información facilitada por la CNMC.

Por su parte, para el cálculo de los ingresos regulatorios a percibir entre 2020 y 2022 se ha tomado como base lo establecido en la Orden TED/171/2020. Sin perjuicio de las hipótesis contenidas en dicha orden el precio medio real del 2020 se ha estimado en base a los precios de los cuatro primeros meses del año y la previsión de precios de futuro para los próximos meses publicada por OMIP. Por su parte, para cuantificar los precios estimados de los ejercicios 2021 y 2022, ambos inclusive, se han tomado los futuros del mercado publicados por OMIP para dichos años.

Así, los ingresos de una instalación fija del 2008 (IT-48) podrían ver como sus ingresos se reducen, respecto del ejercicio 2019, un 7%. Para las IT comprendidas en agrupaciones de entre 2MW y 10MW el descenso se puede situar por encima del 8% y, finalmente las más perjudicadas serán las IT de potencia superior a 10MW que verán como su retribución puede verse reducida en más de un 10%.

La caída de ingresos se aplicará durante todo el periodo, aunque de forma más suave durante los ejercicios 2021 y 2022, dada la previsión futura de precios. En cualquier caso, y a modo de resumen, lo que pone de manifiesto una vez más el régimen retributivo actual es que los ingresos reales de las instalaciones fotovoltaicas de forma paulatina van disminuyendo.



4.3.

Funcionamiento del mercado eléctrico español

El mercado eléctrico español (en adelante “pool”) es confuso y de difícil entendimiento dada la complejidad de las operaciones que se realizan a lo largo del día. Para comprender su funcionamiento es importante entender que existen varios mercados, donde la energía es intercambiada.

FIGURA 1: ESQUEMA DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.

| HORIZONTE TEMPORAL | MERCADO | OPERADOR | PRODUCTO | |
|--------------------------------|--|-----------|---|-------------------------|
| Antes del despacho (hasta D-1) | Mercado de contratos bilaterales | OTC, OMIP | Contratos a plazos físicos financieros | Mercados a plazos |
| | Mercado diario | OMIE | Energía horaria | |
| Día anterior al despacho (D-1) | Mercado de Restricciones | REE | Energía a subir y a bajar PDBF | Mercado diario |
| | Mercado de Reserva adicional de potencia a Subir | REE | Potencia adicional grupod térmicos PDVP | |
| | Regulación Secundaria | REE | Banda de Potencia y Energía | |
| Día del despacho (D) | Intradiarios | OMIE | Energía Horaria | Mercados de corto plazo |
| | Restricciones térmicas MI | REE | Energía a Subir y a Bajar PHF | |
| | Gestión de Desvíos | REE | Energía a Subir y a Bajar | |
| | Reserva Terciaria | REE | Reserva de potencia a Subir y a Bajar | |
| | Solución RT en Tiempo Real | REE | Energía a Subir y a Bajar P48 | |

Fuente: Energía y Sociedad.

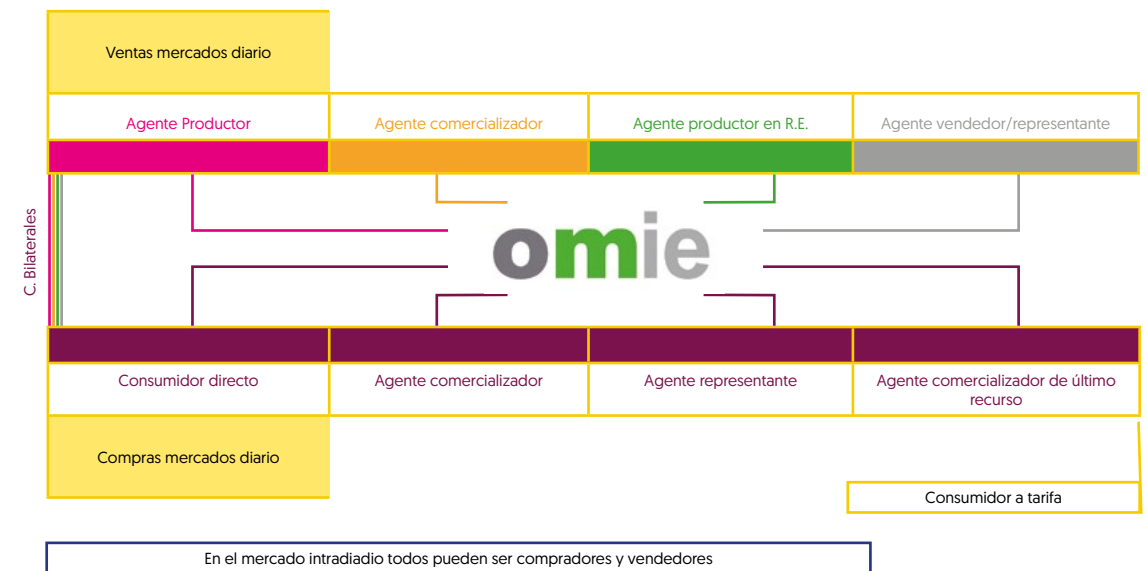
En primer lugar, se encuentran los mercados a plazo, gestionados por OMIP, donde los agentes implicados (generadores y comercializadoras o grandes consumidores) intercambian contratos futuros de energía (días, meses y años) con diferentes periodos de entrega de distinta duración (mensual, trimestral, etc.). Estos contratos tienen el objetivo de que ambos agentes aseguren el precio futuro y limiten sus riesgos. Por un lado, los compradores intentarán asegurar un precio más bajo del que previsiblemente se cerrará el día de la entrega de la energía. Por otro, los generadores cerrarán un importe estable que les evite el riesgo de que en el momento de la entrega el precio sea más bajo.

Asimismo, existe el mercado diario, organizado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley

24/2013. Sus reglas de funcionamiento están recogidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción. Está gestionado por el OMIE, entidad privada cuya principal función es llevar a cabo la gestión del mercado y garantizar que la contratación en el mismo se lleve a cabo en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

Su funcionamiento se articula de la siguiente manera: Un día antes de que la energía se genere y consuma, los compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las 24 horas del día siguiente. Los compradores son, principalmente, comercializadoras, consumidores finales y “traders” que presentan ofertas de compra. Por su parte, los vendedores son generadores o “traders” que presentan ofertas de venta al OMIE.

FIGURA 2: AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO.



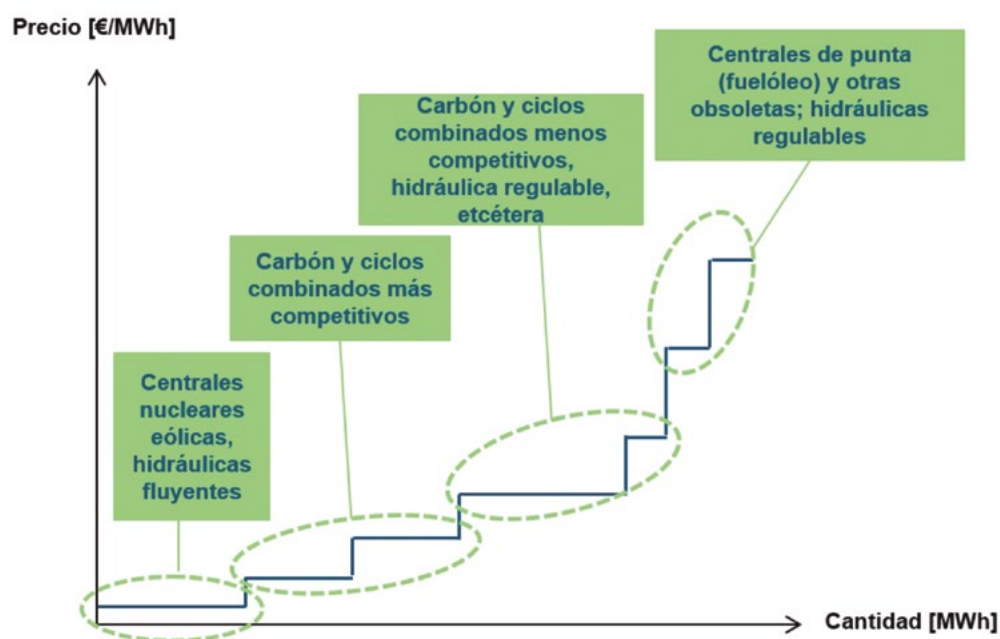
Fuente: OMIE.

Sobre la base de estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente, ordenando las ofertas de compra de mayor a menor precio y las de venta a la inversa [de menor a mayor]. Un aspecto importante del mercado es que el precio de casación solo puede oscilar entre los 0 €/MWh y los 180 €/MWh. Frente a esta situación, otros mercados europeos se mueven en un rango más alto de precios, entre -500 €/MWh y 3.000 €/MWh [por ejemplo, Alemania].

En lo que respecta a las ofertas, se debe destacar que, en primer lugar, entran las centrales

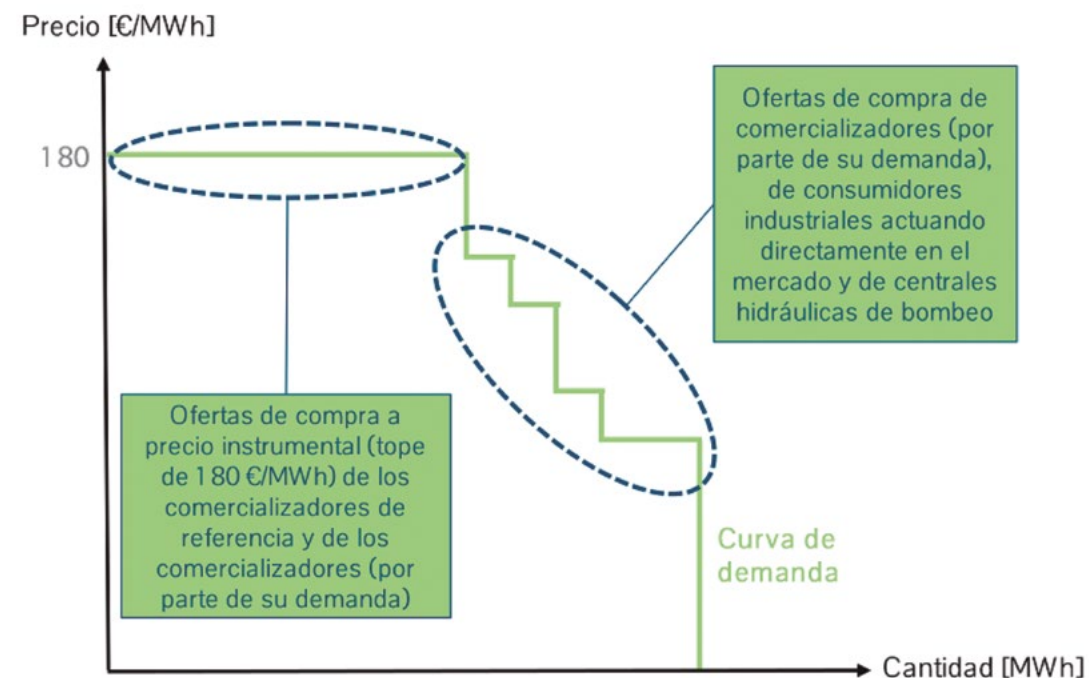
nucleares y las instalaciones renovables (incluida la hidráulica fluyente). Esto se debe a que al tratarse de centrales no gestionables (es decir, que no pueden modular el momento en el que producen) ofertan su energía a precio "0", es lo que se conoce como centrales "precio-aceptante". Posteriormente, entran el resto de tecnologías que sí pueden balancear su producción [inyectando o quitando potencia de generación]. Estas centrales ofertan, al menos, a su coste variable de producción, puesto que, a precios inferiores no les interesa producir energía y les resulta más económico parar la instalación o acudir a los "mercados de ajuste".

FIGURA 3: CURVA DE OFERTA DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO.



Fuente. Energía y sociedad

FIGURA 4: CURVA DE DEMANDA DE LA ELECTRICIDAD EN EL MERCADO.



Fuente. Energía y sociedad

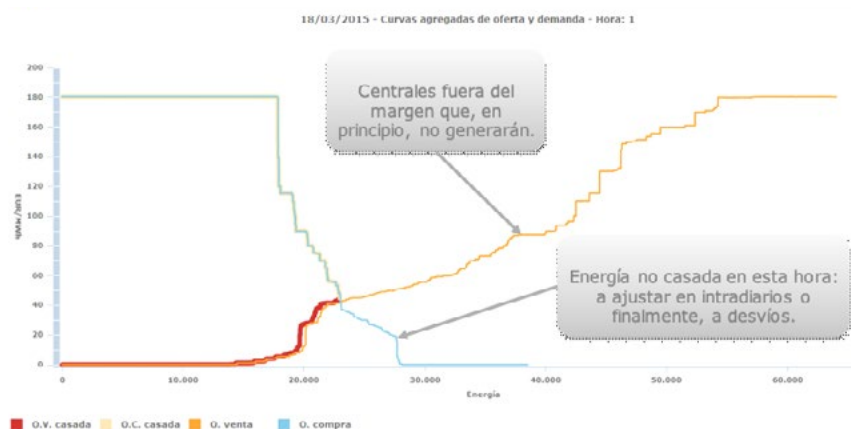
Por su parte, en lo que respecta a los compradores, los primeros en entrar son los comercializadores de referencia y los comercializadores que entran al precio máximo [180€/MWh].

Posteriormente, entran nuevamente estos comercializadores para cubrir el resto de su demanda y los consumidores directos que solo adquieren energía cuando esta se encuentra en un precio bajo.

En el punto en el que las ofertas de compra y venta se cruzan o casan se establece el precio

horario para toda la energía que ha entrado dentro de esa casación. A este respecto, se debe señalar que el mercado español tiene la consideración de "mercado marginalista", dado que el precio horario del "pool" queda determinado por el precio de la última oferta aceptada. Todas aquellas ofertas de venta que no entren dentro de la casación, no serán retribuidas. Por su parte, los compradores que no entren en la casación, deberán adquirir su energía en los mercados intradiarios o asumir el coste de un desvío entre la energía que preveían adquirir y la que realmente necesitan.

FIGURA 5: CASACIÓN DEL MERCADO.



Fuente: OMIE

En lo que a las ofertas se refiere, los vendedores presentan dos tipos de ofertas: simples y complejas.

Las ofertas simples (las que presentan las instalaciones fotovoltaicas, eólicas y pequeña hidráulica) consisten en ofertar un precio por la cantidad de energía a generar.

Por su parte, las ofertas complejas dependen no solo del precio y la cantidad sino de las condiciones especiales que se hayan pactado: **(i) Indivisibilidad:** si un tramo horario de la oferta resulta casado, éste debe serlo para la totalidad de la energía ofertada y no una fracción de la misma. **(ii) Ingresos mínimos:** que dicha oferta sólo se entenderá casada si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación. **(iii) Parada programada:** La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la

condición. **(iv) Gradiente de carga:** se establece una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja, entre dos periodos de programación consecutivos.

Finalmente, se encuentran los mercados a corto, que son mercados de gestión a tiempo real, o con un margen escaso de tiempo. Dentro de este se encuentran los siguientes:

- **Mercado intradiario.**

Es un mercado en el que se permite a los compradores y vendedores realizar ofertas para ajustar sus programas de producción y consumo a sus mejores previsiones de lo que van a necesitar en el tiempo real. El objetivo de este mercado es que los agentes puedan corregir los desvíos existentes sobre las ofertas que realizaron el día anterior. El mercado intradiario se compone de 6 sesiones cada uno con una duración diferente (por ejemplo, el intradiario 1 se abre a las 17 horas y tiene

un horizonte de programación de 27 horas, mientras que el intradiario 2 se abre a las 21 horas y tiene un horizonte de programación de 24 horas].

Dentro de este mercado se pueden realizar varios tipos de ofertas. El agente comprador podrá adquirir energía cuando se haya quedado corto en su programación y vender cuando se haya excedido respecto de su previsión. El agente vendedor, puede, por su parte, comprar energía cuando estima que no va a ser capaz de producir lo que había comprometido, o vender en aquellos en los que prevé que va a producir más energía.

- **Mercado de restricciones técnicas:**

La razón de la existencia de este mercado es que existen circunstancias dentro del sistema eléctrico que pueden afectar a la calidad o seguridad del suministro, de forma que, Red Eléctrica de España [REE], para paliar este evento puede modificar los programas de energía comprometidos. Estas incidencias se pueden deber a un exceso de demanda que impida garantizar su cobertura o a la necesidad de cubrir las variaciones de consumo.

Una vez se ha realizado la casación del mercado diario, se abre este mercado, en el que los agentes pueden introducir ofertas para aumentar o disminuir sus niveles, tanto de producción como de consumo. Se trata por tanto de un mercado en el que pueden actuar generadores y consumidores. Tras el envío de las ofertas, el mercado se instrumenta mediante dos fases:

La primera consiste en modificar el programa existente de forma que esas posibles incidencias puedan ser subsanadas antes de que se produzcan a tiempo real. En esta fase, se seleccionan las soluciones técnicamente válidas

sin importar el precio de la oferta introducida.

La segunda fase consiste en el reequilibrio de producción y demanda, es decir, se igualan los niveles de generación y consumo, que se desequilibraron en la fase anterior. En esta fase, sí que se eligen las ofertas más económicas, siempre y cuando sean técnicamente válidas.

- **Gestión de los servicios complementarios.**

Nuevamente, el objetivo de este mecanismo es garantizar que el suministro se realice en condiciones de seguridad en todo momento. Para ello, se articulan tres servicios:

- » **Regulación primaria:**

En todo momento, el sistema debe mantener la frecuencia dentro de un rango de calidad. Para ello, los productores deben contar con equipos que permitan una regulación automática de su producción. Su objetivo es la regulación casi instantánea [respuesta máxima en 30 segundos] de dichos desequilibrios y con la obligación de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que entre la regulación secundaria.

- » **Regulación secundaria:**

Es un servicio complementario de regulación frecuencia-potencia centralizado que actúa entre los 20 segundos y 15 minutos del desbalance, y que tiene como misión mantener la frecuencia objetivo de la red y los intercambios de energía programados en las interconexiones internacionales con otros países. Este servicio es de habilitación potestativa y oferta obligatoria por las instalaciones de generación que cumplen con los requisitos de habilitación. El día anterior al suministro y tras el mercado diario y el proceso de restricciones técnicas, los productores habilitados ofertan su banda de

4.4.

Análisis del sector eléctrico en España, desde el punto de vista técnico

fluctuación de potencia disponible, obteniendo una retribución por ella.

» **Regulación terciaria:**

Es el tercer nivel de restitución del balance generación-demanda, actuando en el horizonte de 15 minutos desde que se da orden a los generadores que participan en el servicio. Es un sistema en el que participan las instalaciones mediante ofertas obligatorias, en caso de estar habilitadas en el servicio, el cual es potestativo. Los productores son retribuidos según el precio de la última oferta tomada.

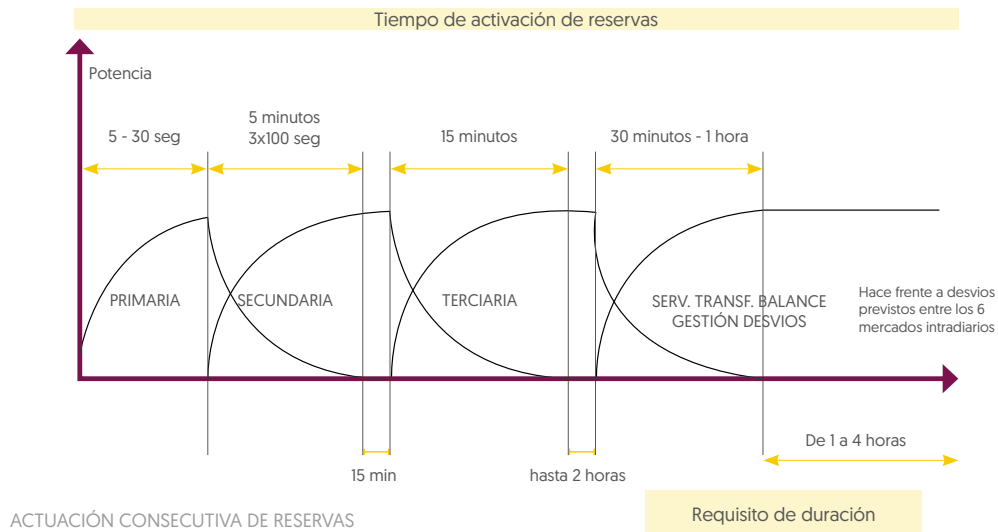
resolver los desequilibrios entre la oferta y demanda que se pueden detectar pocas horas antes del despacho. Durante la operación normal del sistema, los agentes informan de sus previsiones de desvíos (ya sea de producción o consumo) y, a estas se le añaden la previsión de variación de producción renovable. El funcionamiento del sistema consiste en pedir ofertas en sentido contrario a los desvíos previstos en el sistema. Es decir, si existe un exceso de oferta, se pide a los generadores que disminuyan su demanda, y a la inversa.

El sobrecoste horario generado por los desvíos es posteriormente repercutido a los agentes que lo han provocado derivado de previsiones erróneas de ofertas de compra y venta. Por eso, los agentes utilizan los mercados intradiarios, para ajustar sus ofertas del día anterior a la realidad del momento.

• **Gestión de desvíos.**

Es un sistema que el Operador del Sistema (REE) utiliza tras la celebración de cada mercado intradiario (15 minutos antes del despacho), para

FIGURA 6: CASACIÓN DEL MERCADO.



Fuente: REE.

FIGURA 1: BALANCE ENERGÉTICO MENSUAL NACIONAL (GWH)

| | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. | 2019 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Hidráulica | 2.127 | 2.483 | 2.132 | 1.925 | 1.935 | 1.626 | 1.582 | 1.255 | 1.225 | 1.119 | 2.658 | 4.627 | 24.695 |
| Turbinación bombeo | 160 | 185 | 182 | 129 | 125 | 55 | 24 | 71 | 104 | 116 | 172 | 319 | 1.642 |
| Nuclear | 5.041 | 4.767 | 5.275 | 4.622 | 3.977 | 4.648 | 5.123 | 5.068 | 4.996 | 4.531 | 3.428 | 4.350 | 55.824 |
| Carbón | 3.293 | 2.411 | 966 | 850 | 464 | 515 | 835 | 599 | 683 | 866 | 677 | 512 | 12.672 |
| Fuel + Gas | 508 | 465 | 473 | 467 | 474 | 515 | 489 | 486 | 486 | 460 | 443 | 431 | 5.696 |
| Ciclo combinado | 3.498 | 2.731 | 2.437 | 3.037 | 4.224 | 5.479 | 7.380 | 7.389 | 5.741 | 5.978 | 4.191 | 3.155 | 55.239 |
| Hidráulica | 2.127 | 2.483 | 2.132 | 1.925 | 1.935 | 1.626 | 1.582 | 1.255 | 1.225 | 1.119 | 2.658 | 4.627 | 24.695 |
| Eólica | 6.027 | 3.696 | 4.921 | 4.664 | 4.677 | 3.287 | 3.440 | 2.891 | 3.894 | 3.809 | 7.442 | 5.464 | 54.212 |
| Solar fotovoltaica | 507 | 635 | 812 | 703 | 940 | 932 | 1.001 | 1.012 | 860 | 788 | 522 | 511 | 9.223 |
| Solar térmica | 166 | 262 | 478 | 379 | 741 | 775 | 723 | 745 | 455 | 303 | 70 | 69 | 5.166 |
| Otras renovables | 305 | 286 | 310 | 275 | 283 | 287 | 327 | 321 | 302 | 311 | 309 | 301 | 3.616 |
| Cogeneración | 2.675 | 2.395 | 2.595 | 2.492 | 2.547 | 2.422 | 2.459 | 2.357 | 2.356 | 2.486 | 2.469 | 2.338 | 29.591 |
| Residuos no renovables | 207 | 188 | 212 | 189 | 168 | 171 | 176 | 195 | 202 | 185 | 159 | 170 | 2.222 |
| Residuos renovables | 74 | 69 | 79 | 78 | 50 | 76 | 80 | 79 | 78 | 77 | 74 | 74 | 890 |
| Generación | 26.715 | 23.055 | 23.006 | 21.737 | 22.541 | 22.414 | 25.221 | 23.724 | 22.607 | 22.149 | 25.272 | 26.946 | 285.385 |
| Consumos en bombeo | -269 | -304 | -333 | -213 | -223 | -71 | -79 | -114 | -188 | -180 | -350 | -701 | -3.025 |
| Saldo intercambios internacionales (4) | 246 | 1.012 | 1.392 | 1.091 | 748 | 537 | 657 | 349 | 98 | 581 | -297 | 449 | 6.862 |
| Demanda transporte (b.c.) | 24.566 | 21.281 | 21.935 | 20.691 | 21.133 | 21.255 | 24.220 | 22.707 | 21.293 | 21.432 | 21.969 | 22.068 | 264.550 |

Notas

- Balance eléctrico: asignación de unidades de producción según combustible principal.
- Otras renovables: incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de incrementos y año móvil incluyen residuos hasta el 31/12/2014.
- Residuos renovables: generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.
- Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.
- Ciclo combinado: Incluye funcionamiento en ciclo abierto.
- Fuel + Gas: En el sistema eléctrico nacional se incluye la generación con grupos auxiliares de Baleares.
- Cogeneración: los valores de incrementos y año móvil incluyen residuos hasta el 31/12/2014.
- Residuos no renovables: generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.
- Demanda corregida: corregidos los efectos de temperatura y laboralidad.
- Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador. Los valores de incrementos no se calculan cuando los saldos de intercambios tienen distinto signo.
- Demanda corregida: corregidos los efectos de temperatura y laboralidad.

Estados

Definitivo: 01/01/2019 - 28/02/2019

Fuente: Red Eléctrica de España

FIGURA 2: SALDOS DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES FÍSICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWH)

| | Francia | Portugal | Andorra | Marruecos | Total |
|-------------|--------------|---------------|-------------|-------------|--------------|
| 2015 | 7.324 | -2.266 | -264 | -4.927 | -133 |
| 2016 | 7.802 | 5.086 | -278 | -4.951 | 7.658 |
| 2017 | 12.465 | 2.685 | -233 | -5.748 | 9.169 |
| 2018 | 12.047 | 2.655 | -210 | -3.389 | 11.102 |
| 2019 | 9.699 | -3.399 | -208 | -773 | 5.319 |

saldo positivo: importador, saldo negativo; exportador

Fuente: Red Eléctrica de España

Demanda de energía eléctrica en España

La demanda energética de nuestro país en el ejercicio 2019 fue de 264,8 TWh, experimentando una variación con respecto a 2018 de -1.5%. Este descenso ha sido propiciado por la bajada del -1.6% del consumo eléctrico en la península. Sin embargo, los sistemas no peninsulares tuvieron un ligero crecimiento de 1% con respecto al año anterior.

La demanda de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares ha variado de forma desigual. Mientras que en las islas Baleares y en Canarias, la variación respecto a 2018, ha sido ligeramente superior con un 1,8% y 0,2% respectivamente, en Ceuta y Melilla la demanda ha disminuido al igual que en la península, registrándose descensos de -0.2% y -0.8%. Sin embargo, conviene resaltar el peso residual de las dos ciudades autónomas respecto del conjunto del país.

Si analizamos la demanda máxima instantánea peninsular encontramos un ligero descenso con el máximo registrado en 2018. En 2019, se registro un máximo de 40.455 MW. Cabe destacar que el récord histórico se registró en

2007, con 45.450 MW, que representa un 11% por encima de los registrado en 2019.

En materia de intercambios internacionales de energía eléctrica, España ha registrado saldos positivos y saldos negativos con sus países vecinos

Históricamente, España ha sido un país importador de energía francesa, motivado por el coste del kWh que ofrece el país galo, gracias a la producción de energía nuclear. En los últimos años, el saldo de importaciones de energía ha sido elevado. Sin embargo, en 2019 se produjo un descenso del 20% con respecto a 2018.

Si analizamos los saldos de intercambio con Portugal, se observa un cambio de tendencia en los últimos años. España ha pasado de exportar energía a ser un recurrente importador nato.

Por último, la transferencia de energía con Andorra y Marruecos ha mantenido la tendencia de los últimos 5 años, aunque cabe destacar la reducción del saldo exportador con Marruecos, que se ha visto reducido en mas del 70% con respecto al año anterior. Este descenso se debe a la política energética adoptada en dicho país que aboga por incrementar su autosuficiencia eléctrica basándose, principalmente, en la apuesta por las energías renovables.

FIGURA 3: POTENCIA INSTALADA NACIONAL (MW)

| Sistema eléctrico | Potencia instalada nacional (MW) | | | | | | | | | | |
|---|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|------|------|------|------|------|------|--|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Hidráulica convencional y mixta | 17.035 | 17.032 | 17.049 | 17.049 | - | - | - | - | - | - | |
| Bombeo puro | 3.329 | 3.329 | 3.329 | 3.329 | - | - | - | - | - | - | |
| Hidráulica | 20.363 | 20.361 | 20.378 | 20.378 | - | - | - | - | - | - | |
| Nuclear | 7.573 | 7.117 | 7.117 | 7.117 | - | - | - | - | - | - | |
| Carbón | 10.004 | 10.004 | 10.030 | 10.030 | - | - | - | - | - | - | |
| Fuel + Gas | 2.490 | 2.490 | 2.490 | 2.490 | - | - | - | - | - | - | |
| Ciclo combinado | 26.670 | 26.670 | 26.284 | 26.284 | - | - | - | - | - | - | |
| Hidroeólica | 11 | 11 | 11 | 11 | - | - | - | - | - | - | |
| Resto hidráulica ⁽¹⁾ | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Eólica | 23.052 | 23.130 | 23.503 | 23.503 | - | - | - | - | - | - | |
| Solar fotovoltaica | 4.686 | 4.688 | 4.708 | 4.708 | - | - | - | - | - | - | |
| Solar térmica | 2.304 | 2.304 | 2.304 | 2.304 | - | - | - | - | - | - | |
| Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾ | 857 | 859 | 864 | 864 | - | - | - | - | - | - | |
| Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾ | 5.994 | 5.821 | 5.740 | 5.733 | - | - | - | - | - | - | |
| Residuos no renovables ⁽⁴⁾ | 497 | 497 | 491 | 491 | - | - | - | - | - | - | |
| Residuos renovables ⁽⁴⁾ | 162 | 162 | 162 | 162 | - | - | - | - | - | - | |
| Total | 104.664 | 104.115 | 104.082 | 104.075 | - | - | - | - | - | - | |

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). A partir de 2015 están incluidas en hidráulica convencional y mixta.
⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.
⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.
⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.
 Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014 en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.
 Datos a 31 de diciembre. Para el año 2019 datos a enero de 2019.

Fuente: Red eléctrica de España

Generación de energía eléctrica en España

Aunque los datos de la demanda nacional fueron inferiores con respecto a 2018. La generación nacional creció ligeramente, registrando un total de 261,02 TWh en 2019. Este incremento se ha debido a un significativo aumento de la producción de energía a través de los ciclos combinados, pasando de una producción de 30 TWh en 2018 a 55 TWh en 2019.

Otra de las fuentes de energía que ha incrementado su generación con respecto al año anterior, es la energía eólica, consolidando la tendencia de crecimiento de los últimos años. El crecimiento registrado ha sido superior al de años anteriores, registrando un aumento del 8,3% en 2019.

Dentro del grupo que forman las energías renovables, destacar el crecimiento experimentado por la energía fotovoltaica, que contrasta con los datos registrados en los últimos años. Esta tecnología ha

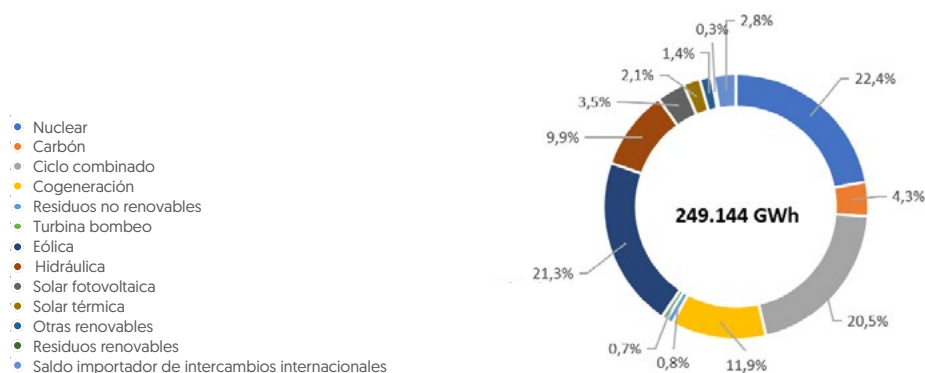
incrementado un 15% su producción con respecto al año anterior. Las perspectivas de crecimiento de la energía solar para los próximos años son muy positivas y esperanzadoras.

La potencia instalada fue de 110.226 MW en 2019, incrementándose en un 5% con respecto al año anterior. El aumento en potencia instalada se ha producido en las tecnologías renovables, principalmente en la energía fotovoltaica.

Las energías renovables cuentan con una potencia acumulada de 55.195 MW, este dato representa un incremento de 12% con respecto a 2018, cuando se registró una potencia total acumulada de 48.656 MW.

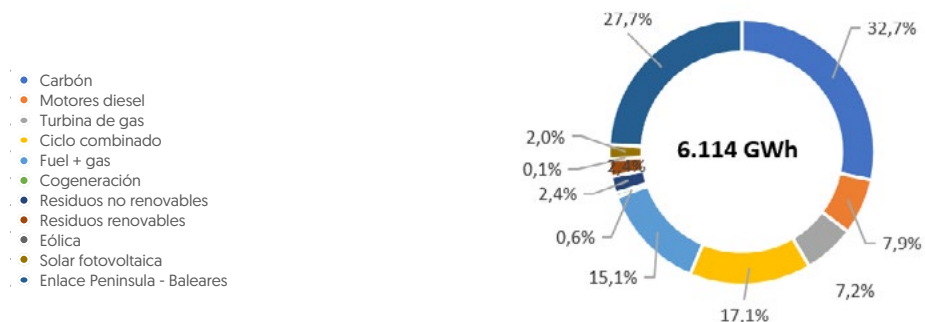
Otras tecnologías han mantenido su potencia total, como es el caso de la energía nuclear y los ciclos combinados. Por el contrario, gran parte de los combustibles fósiles han reducido su potencia, como se observa en los datos oficiales publicados por Red Eléctrica de España, con un ligero descenso en el Fuel + Gas y el carbón.

FIGURA 4: COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR. AÑO 2019 (%)



Fuente: Red Eléctrica de España

FIGURA 5: COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA ISLAS BALEARES. AÑO 2019 (%)



Fuente: Red Eléctrica de España

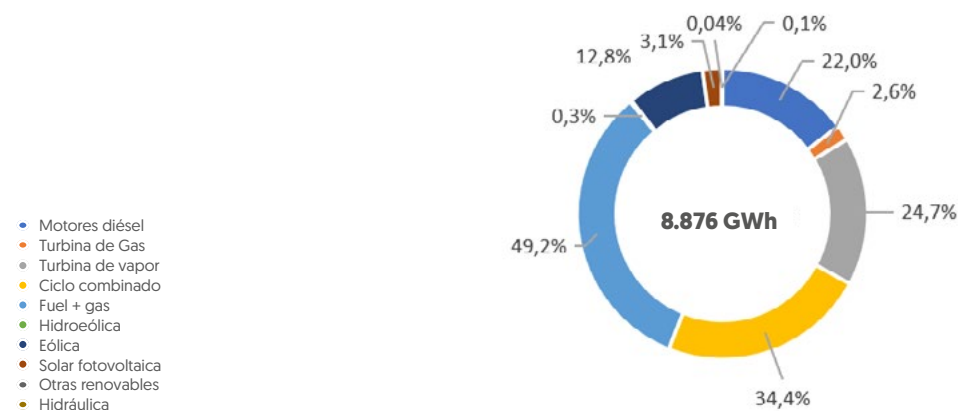
Cobertura de la demanda

La cobertura de la demanda peninsular en 2019 fue ligeramente inferior a la registrada en 2018, propiciada por un descenso en la demanda en el último año. La tecnología nuclear, la ener-

gía eólica y los ciclos combinados han aportado un 64% de la cobertura total peninsular.

Con respecto al año anterior, la tecnología hidráulica ha visto reducida la cobertura de la demanda de forma significativa.

FIGURA 6: COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA ISLAS CANARIAS. AÑO 2019 (%)



Fuente: Red Eléctrica de España

Los datos registrados en 2019 fueron un 25% inferior de la cobertura recogida en 2018. Este descenso se ha debido, principalmente, a la ausencia de precipitación registrada.

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. El carbón, los motores diésel, los ciclos combinados y las turbinas de vapor satisfacen mayoritariamente la demanda que se produce en las Islas Baleares y en las Islas Canarias.

El aporte de las energías renovables, en los territorios no peninsulares, todavía es residual. Pese al crecimiento de los últimos años, se ha experimentado un aporte de la energía eólica en las Islas Canarias y de la energía solar fotovoltaica en las Islas Baleares.

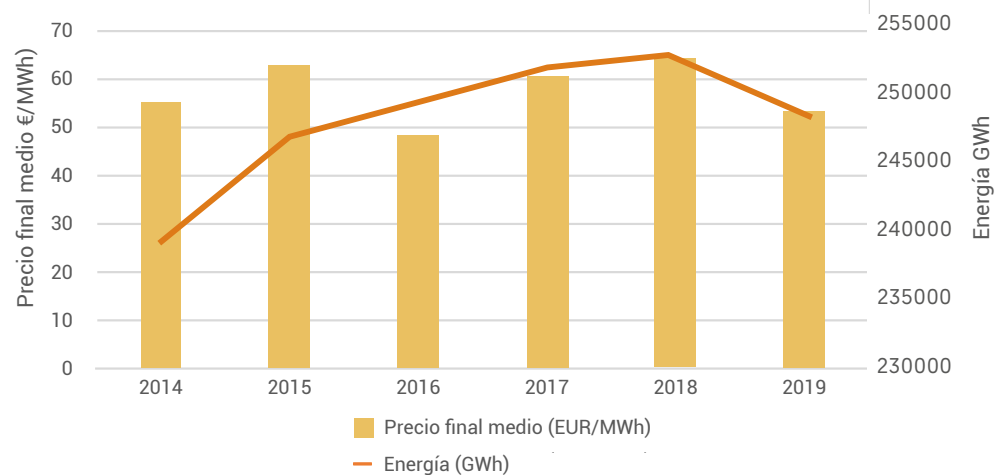
Precio de la energía y la comercialización

La tendencia alcista del precio final medio de la energía que se experimentó en los últimos años se ha visto frenado en 2019, con un precio medio de 53,42 €/MW.

Tras varios años de subida del precio final medio de la energía, por primera vez se ha experimentado un ligero descenso, propiciado por el abaratamiento del gas y por un incremento de producción eólica en 2019.

En relación con los componentes que conforman el precio final, el descenso es homogéneo tanto en el mercado diario, intradiario, en la interrumpibilidad, en los pagos por capacidad y en los servicios de ajuste del sistema.

FIGURA 7: EVOLUCIÓN INTERANUAL DE LA ENERGÍA Y PRECIO FINAL MEDIO EN EL MERCADO ELÉCTRICO.



Fuente: Red Eléctrica de España

FIGURA 8: COMPONENTES DEL PRECIO MEDIO FINAL ANUAL EN €/MWH Y ENERGÍA FINAL



| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Mercado diario | 38,46 | 50,97 | 40,88 | 46,23 | 43,46 | 51,67 | 40,63 | 53,41 | 58,12 | 48,59 |
| Mercado intradiario | -0,02 | -0,06 | -0,04 | -0,06 | -0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,03 | -0,02 |
| Servicio de interrumpibilidad | - | - | - | - | - | 1,89 | 1,93 | 2,05 | 1,23 | 0,74 |
| Pagos por capacidad | 3,63 | 6,10 | 6,10 | 6,04 | 5,93 | 5,02 | 2,76 | 2,71 | 2,71 | 2,65 |
| Servicios de ajuste del sistema | 3,76 | 3,21 | 4,63 | 5,58 | 5,70 | 4,26 | 3,10 | 2,38 | 2,35 | 1,46 |
| Restricciones técnicas PDBF | 2,29 | 1,85 | 2,11 | 2,83 | 3,39 | 2,79 | 2,07 | 1,46 | 1,47 | 0,96 |
| Banda de regulación secundaria | 0,70 | 0,76 | 1,37 | 1,45 | 1,13 | 0,91 | 0,71 | 0,53 | 0,55 | 0,37 |
| Reserva de potencia adicional a subir | - | 0,00 | 0,25 | 0,44 | 0,59 | 0,19 | 0,15 | 0,11 | 0,23 | 0,06 |
| Restricciones técnicas en tiempo real | 0,26 | 0,24 | 0,48 | 0,46 | 0,37 | 0,18 | 0,12 | 0,09 | 0,07 | 0,04 |
| Restricciones intradiario | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - | - | - | - | - |
| Incumplimiento de energía de balance | - | - | - | - | - | - | -0,02 | -0,03 | -0,03 | -0,02 |
| Coste desvíos | 0,38 | 0,33 | 0,28 | 0,30 | 0,25 | 0,26 | 0,19 | 0,25 | 0,15 | 0,17 |
| Saldo desvíos | 0,13 | 0,03 | 0,14 | 0,10 | -0,01 | -0,02 | -0,07 | -0,08 | -0,04 | -0,07 |
| Control del factor de potencia | - | - | - | - | -0,03 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 |
| Saldo PO 14.6 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Fallo nominación UFG | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Precio total (€/MWh) | 43,83 | 60,22 | 59,57 | 57,79 | 55,05 | 62,84 | 48,42 | 60,55 | 64,38 | 53,42 |
| Energía de cierre (MWh) | 259.577 | 253.050 | 247.544 | 240.561 | 238.985 | 247.273 | 249.366 | 252.279 | 253.174 | 248.637 |

Fuente: Red Eléctrica de España

La distribución y el transporte de la energía

La red de distribución de energía eléctrica en España está formada por unos 800.000 Km de líneas eléctricas, transformadores y otros elementos en tensión inferior a 220 KV, cuya finalidad es la suministrar energía eléctrica al consumidor final.

Las líneas de distribución a su vez están conectadas con las líneas de transporte o también llamadas líneas de alta tensión, que son las encargadas de realizar la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias.

Los titulares de las redes de transporte deben mantenerlas, operarlas y garantizar su seguridad. Así como, garantizar el mantenimiento de una capacidad eléctrica que sea capaz de asumir, a largo plazo de una demanda razonable.

Aunque en España existen más de 300 distribuidoras, el mercado se concentra en cinco operadores dominantes que se reparten a lo largo del territorio nacional. A continuación, se muestra un mapa de España, donde se define por colores la presencia de estas grandes distribuidoras sobre el territorio.

Otra de las responsabilidades de la empresa distribuidora es la de digitalizar y automatizar las redes. Prueba de esa transformación está siendo la sustitución de los contadores convencionales por contadores inteligentes. La nueva tecnología esta haciendo posible registrar consumos horarios, realizar lecturas remotas, gestionar averías y eliminar lecturas estimadas en las facturas.

En lo relativo al transporte de energía, su ges-

ción, es realizada por Red Eléctrica de España (REE). La principal labor de REE es la de gestionar la electricidad generada en las centrales de electricidad, para garantizar su transporte, a través de las líneas de distribución, hasta el usuario final en condiciones de máxima calidad y seguridad.

En 2019 la CNMC aprobó la Circular 5/2019 por la que se establece la metodología de retribución al transporte de electricidad para el periodo 2020-2025. La nueva normativa supondrá un recorte en la retribución del 7,3% en el periodo de aplicación e introduce incentivos para la inclusión de las energías renovables y la digitalización de las redes.

El nuevo modelo tiene como finalidad cumplir con los objetivos en materia de eficiencia energética e integración de las energías renovables. Las medidas propuestas para cumplir los objetivos fijados se centran en:

- Priorizar la mejora y la actualización de las redes existentes: España cuenta con un total de 44.453 Km de redes de transporte de circuito a 400 kV, 220 kV y 132 kV. La nueva circular prioriza en el mantenimiento y mejora de las redes existentes para garantizar la seguridad de suministro.
- Contempla nuevas inversiones en redes inteligentes posibilitando el alargamiento de la vida útil de las nuevas instalaciones y de las ya existentes. Las medidas propuestas buscan rentabilizar las inversiones y gastos necesarios de las empresas de transporte, que se traducirá en un ahorro para el consumidor y para el sistema eléctrico en su conjunto.

FIGURA 9: MAPA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

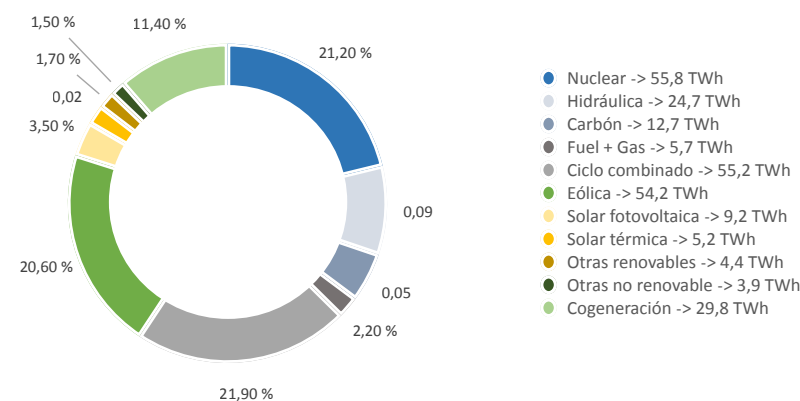


Fuente: Red Eléctrica de España

4.5.

Mercado eléctrico español

FIGURA 1: MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA 2019



Fuente: Elaboración propia.

Mix de producción nacional y su evolución en los últimos años

La generación del sistema nacional eléctrico en 2019 se incrementó ligeramente con respecto a las cifras registradas en 2018. Este año, la generación total, ascendió a 261,02 TWh. En este sentido, cabe destacar el incremento de la potencia instalada, con una variación con respecto a 2018, de más del 4,3%.

La estructura de generación de 2019 se ha visto marcada por la recuperación de la energía producida por los ciclos combinados, que han experimentado un notable incremento con respecto al año anterior (aproximadamente, un 46%). Gracias a este crecimiento se convirtió en la principal fuente de generación del parque español.

Tras la recuperación de los ciclos combinados, se posicionaron la energía nuclear y la eólica, aportando, entre ambas, más del 40%

de la energía total. Las dos fuentes de energía han incrementado ligeramente su porcentaje de generación con respecto al año anterior, consolidando su crecimiento.

En su conjunto, las renovables han cubierto más del 36% de la energía generada en España. La tecnología eólica y la solar experimentaron un leve crecimiento respecto de 2019. Sin embargo, la energía hidráulica ha visto reducida su generación en un 32%, con respecto a 2018, debido principalmente a la escasa precipitación registrada en 2019.

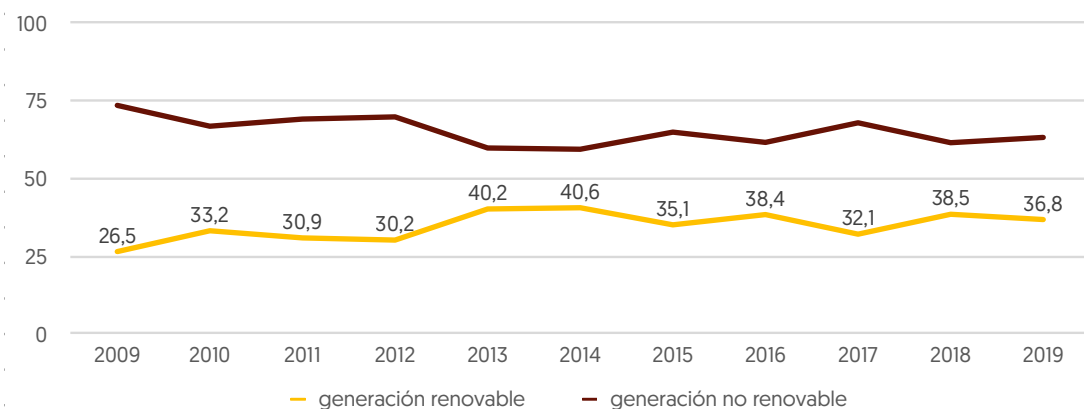
El crecimiento y evolución en la última década, de las energías renovables ha experimentado variaciones año tras año. Como ya ocurrió en 2017, las energías renovables han vuelto a sufrir un descenso en su producción en este año. Aunque la mayoría de las energías, englobadas en el conjunto de las renovables, han incrementado su generación, la acusada baja-

da experimentada por la hidráulica ha propiciado la disminución de energía renovable en 2019. Aun así, la participación renovable en los últimos años se ha incrementado más de un 135% respecto de los valores de la primera década del Siglo XXI, pasando del 26% en 2008 a una media del 36% en la pasada década.

Por último, el gas y los combustibles fósiles han seguido una tendencia decreciente desde 2009, pese al ligero repunte sufrido en 2017, cuando alcanzaron su máximo con 7 TWh.

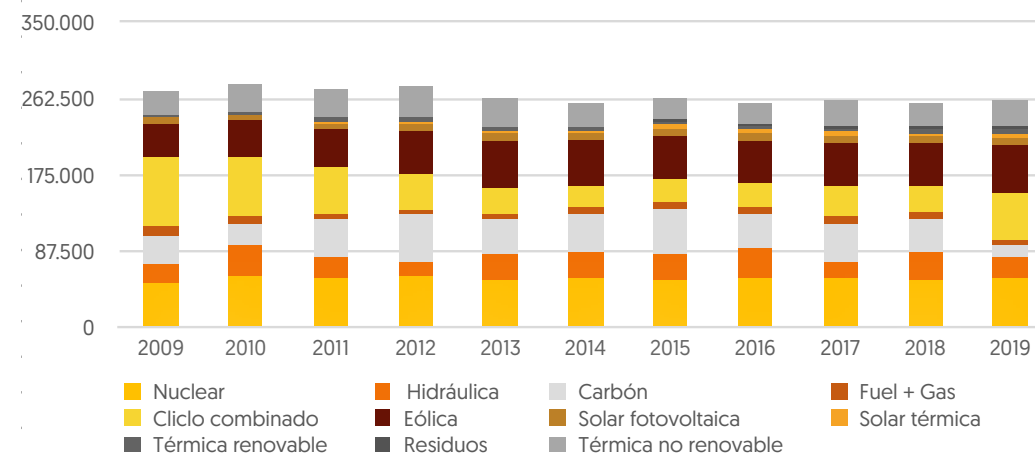
Es importante destacar, el gran descenso que ha sufrido la generación de carbón en este último año. Su generación fluctuó entre 37,3 TWh registrados en 2018 a 12,7 TWh de 2019. Los motivos de la disminución son las políticas ambientales, sus costes operativos que fueron menos competitivos que los de los ciclos combinados, y, principalmente, el incremento de las tecnologías de generación renovables.

FIGURA 2: PORCENTAJE DE GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE DE 2009 A 2019.



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 3: ENERGÍA ANUAL APORTADA POR LAS DISTINTAS FUENTES DE GENERACIÓN DE 2009 A 2019



Fuente: Elaboración propia.

Evolución del precio anual del mercado eléctrico en la última década

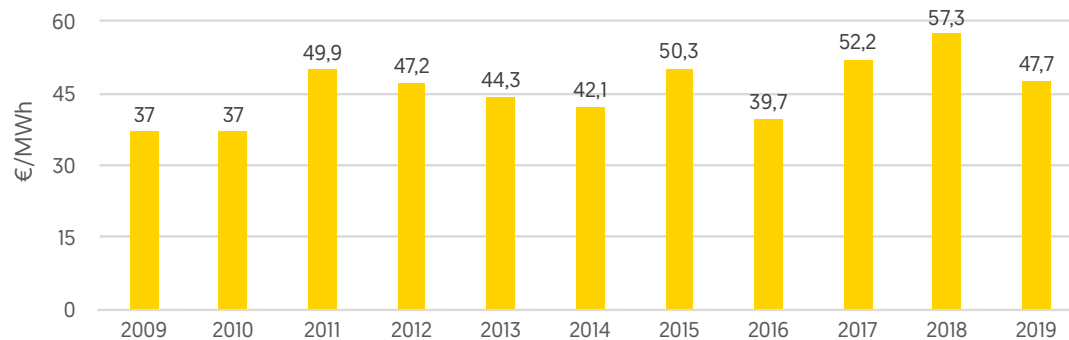
En los últimos años hemos visto una evolución desigual del precio medio anual del mercado diario. Los años 2017 y 2018 se caracterizaron por una fuerte subida del precio eléctrico. Convirtiendo a 2018 como el año con el precio más caro de los últimos diez años.

Repasando la historia del precio medio del MWh en la última década, encontramos una situación normalizada y constante en los años 2009 y 2010, hasta que el vertiginoso aumento del precio del barril de petróleo, que alcanzó una subida del 40%, originó un importante 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 del precio, más sutiles, de 2015 y 2017. En estos años la contribución hidráulica disminuyó en un 4,1% y 6,7% respectivamente, respecto al año anterior, aumentando la producción de las centrales de carbón y elevando el precio del mercado.

Sin embargo, en 2018, a pesar de regresar la participación hidráulica a sus niveles típicos (disminuyendo, por tanto, la participación de las centrales de carbón), el precio ha continuado su tendencia alcista. Este hecho ha suscitado tanta controversia que se solicitó desde el Gobierno un análisis de la situación por parte de la CNMC, que debía supervisar la existencia de posibles comportamientos anómalos en el mercado.

FIGURA 4: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DEL MERCADO DIARIO DE 2009 A 2019.



Fuente: Elaboración propia.

No obstante, tres fueron los elementos que propiciaron la subida del precio. **(i)** el aumento en el precio de los derechos de emisión de CO₂. **(ii)** El incremento del precio del petróleo en torno a un 25% respecto al año anterior. **(iii)** El crecimiento de la energía eléctrica en barras de central en un 6%.

El 2019 se caracterizó por el abaratamiento en el precio medio de la energía, con un descenso del 17%, respecto a 2018. El descenso en el precio es debido a dos factores principalmente:

- **La caída del precio del gas y del carbón.** Los precios de estas dos fuentes de energía alcanzaron valores mínimos históricos de los últimos dos años, con una caída del 58% y 42% respectivamente. Estos mercados se han visto fuertemente influenciados

por el exceso de oferta a nivel mundial durante todo el año.

- **Récord de producción eólica.** La producción de energía creció con fuerza, lo que sirvió para contener el precio del mercado eléctrico, ya que la producción de energías renovables entra en el mercado mayorista de manera preferente y a precio cero. En noviembre, la energía eólica fue la mayor fuente de energía del sistema eléctrico español, aportando más de un tercio de toda la generación.

En términos generales, España cuenta con uno de los precios más caros de la UE, junto con Italia, Portugal y Gran Bretaña. El mercado con menor precio fue en 2019 el alemán, con un precio promedio de 39 €/MWh.

4.6.

Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección de energía al sistema eléctrico nacional

El sector fotovoltaico, tras unos años de crecimiento dispar debido a la oscilación de diferentes regulaciones, vivió un gran auge en el año 2019, casi duplicando la potencia instalada hasta el momento. Esto se ha debido principalmente a la realización de los casi 4 GW de proyectos adjudicados en las subastas de 2017, y que finalizaron su construcción en 2019.

La capacidad fotovoltaica instalada en el conjunto de las CCAA representa aproximadamente el 8,16% de la potencia eléctrica total del país, cubriendo alrededor del 3,49% de la demanda nacional.

La distribución de las instalaciones solares y la generación fotovoltaica en las comunidades autónomas es desigual. Uno de los principales factores que contribuyen al dispar desarrollo de la energía solar en las distintas autonomías es la disponibilidad del recurso solar entre la zona norte y sur del país. Una desigualdad que, lejos de equilibrarse, aumenta al instalar nueva potencia fotovoltaica.

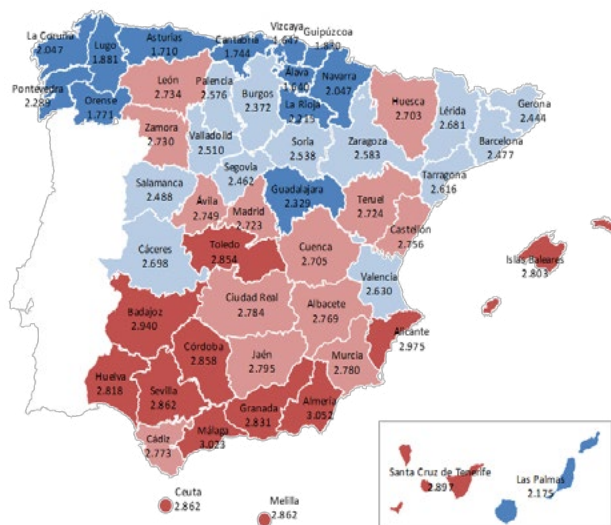
Las provincias, que destacan con un mayor número de horas de sol, son Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Valencia, Baleares y Canarias, al igual que las ciudades autónomas Ceuta y Melilla, las cuales llegan a rebasar las 2.800 horas anuales de sol. Mientras que algunas comunidades de la cornisa cantábrica, como País Vasco o Asturias, no llegan a superar

las 2.000 horas de recurso solar. Más allá de las horas de sol disponibles al año, es relevante conocer la cantidad de energía que incide en término medio en cada provincia. Son en las zonas más meridionales de la península y en las Islas Canarias, donde se registran los niveles de irradiación más altos, entre los 1.600 y los 2.000 kWh/m². Por su parte, la franja norte registra valores entre 1.000 y 1.500 kWh/m².

Los mayores benefactores del boom fotovoltaico experimentado en el último año han sido varias comunidades autónomas. Entre ellas destacan, Aragón que ha disparado su capacidad de potencia instalada de 169 MW a 934 MW. La Región de Murcia triplicando su capacidad, pasando de 442 MW a 1.115 MW instalados en el último año. Andalucía se consolidó como líder nacional duplicando su capacidad de 882 MW a 1.778 MW y Castilla-La Mancha, con un crecimiento acorde con la media del país, ha pasado de tener 925 MW a 1.723 MW. Cabe destacar el País Vasco, que pese a pertenecer a la zona desfavorable, casi ha duplicado su capacidad de 27 MW a 51 MW.

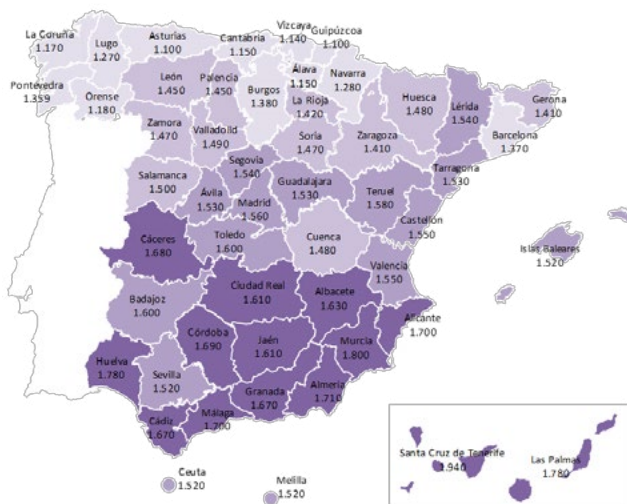
En la otra cara de la moneda encontramos a Asturias, que continúa sin llegar al MW instalado; Cantabria, que se ha quedado estancado en los 2 MW; o el caso de la Comunidad Valenciana, que pese a haber empezado el 2019 con buena capacidad instalada [360 MW] no se ha beneficiado con éxito del gran momento del

FIGURA 1: HORAS DE SOL ANUALES POR PROVINCIA



Fuente: CENSOLAR

FIGURA 2: IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA ANUAL POR UNIDAD DE SUPERFICIE HORIZONTAL Y POR PROVINCIA (KWH/M²)



Fuente: CENSOLAR

FIGURA 3: POTENCIA FOTOVOLTAICA TOTAL INSTALADA EN 2019 (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

sector, terminando el año con tan sólo 4 MW instalados más [364 MW].

El grupo de CCAA con más de 5 GW instalados en 2019 se concentra en cuatro comunidades que continúan albergando el 50% de la capacidad total y son Andalucía, Castilla-La Mancha, Extremadura y Murcia. La potencia instalada se asemeja a la distribución del recurso solar en el país y la mayor superficie que disponen estas regiones.

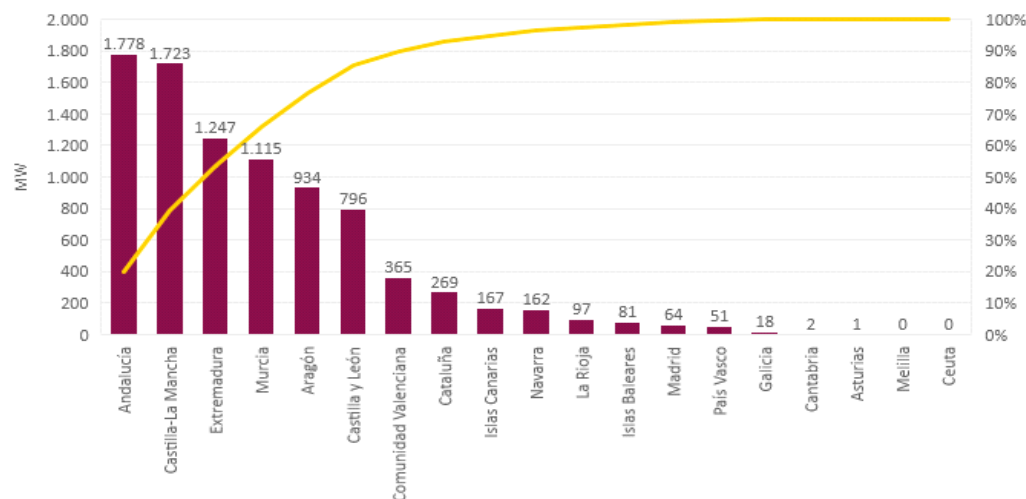
La evolución histórica de la potencia instalada en las diversas CCAA sigue la misma estructura que a nivel nacional, concentrándose previamente en el año 2008, gracias al favorable marco regulatorio vigente en ese año, el RD 661/2007.

Posteriormente, entre los años 2010 y 2012, la potencia instalada fue reducida y más equili-

brada entre las distintas comunidades autónomas registrándose un total de 420 MW. A principios de 2012 se produjo la aprobación del RD-I 1/2012, que regula la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Los años siguientes comprendidos entre 2013 a 2016 registro una potencia instalada muy poco significativa, con apenas 213 MW nuevos, que se corresponde con los proyectos del RD 1578/2008 todavía en fase de construcción y el inicio de la realización de las primeras instalaciones de autoconsumo.

2017, fue un año que rompió la sequía fotovoltaica, con la adjudicación de 4 GW de potencia solar, gracias a las dos subastas de

FIGURA 4: PARTICIPACIÓN DE LAS CCAA EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA A NIVEL NACIONAL EN 2019



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

energías renovables para su puesta en marcha antes de la finalización de 2019.

Durante el año 2018, se pusieron en marcha en España 187 MW de tecnología solar fotovoltaica. Este aumento de potencia instalada, con respecto a años anteriores, se debió fundamentalmente a la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo.

El año 2019 estuvo marcado por el despertar de la energía fotovoltaica. Se instalaron más de 4 GW, superando los niveles de instalación registrados en 2008. Este aumento de potencia instalada es debido, principalmente a la ejecución de los proyectos aprobados en las subastas de 2017, así como a instalaciones sin régimen primado alentadas por las reducciones experimentadas en los costes de ejecución.

En el último año se ha perfilado el antepro-

yecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Este anteproyecto contiene importantes aspectos que afectan al sector renovable nacional. La Ley busca cumplir los objetivos marcados en el Acuerdo de París y acelerar la descarbonización de la economía. De entre los diversos puntos tratados destacamos los siguientes, como objetivo para el 2030 se propone alcanzar un 35% renovable en consumo de energía final, lo que supone en el caso de la generación eléctrica que el porcentaje de renovables alcanzará el 70%.

La tecnología solar fotovoltaica ha recorrido rápidamente durante los últimos años su curva de aprendizaje, con reducciones de costes superiores al 80%. Actualmente, la energía solar se ha convertido en una de las tecnologías mejor preparadas para competir en costes con las tecnologías tradicionales de generación eléctrica. A nivel nacional, el futuro de la tecnología solar

TABLA 1: POTENCIA ANUAL INSTALADA POR CC.AA. (MW).

| C.A. | Potencia instalada anual (MW) | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| | Has-ta 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Andalucía | 58 | 526 | 145 | -15 | 72 | 55 | 24 | 1 | 2 | 4 | 7 | 4 | 896 |
| Aragón | 8 | 110 | -9 | 38 | -5 | 22 | 3 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 765 |
| Asturias | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Islas Baleares | 1 | 50 | 1 | 6 | 5 | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 |
| Islas Canarias | 15 | 78 | 2 | 27 | 16 | 23 | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| Cantabria | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Castilla-La Mancha | 147 | 662 | 51 | -3 | 22 | 25 | 15 | 0 | 3 | 0 | 2 | 0 | 798 |
| Castilla y León | 81 | 247 | 0 | 58 | 65 | 32 | 6 | 3 | 1 | 0 | 1 | 1 | 300 |
| Cataluña | 38 | 132 | -8 | 23 | 40 | 19 | 16 | 1 | 3 | 1 | 1 | 3 | 5 |
| Ceuta y Melilla | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Comunidad Valenciana | 72 | 152 | -2 | 35 | 44 | 42 | 3 | 0 | 2 | 0 | -1 | 13 | 4 |
| Extremadura | 58 | 348 | -8 | 66 | 61 | 8 | 21 | 0 | 2 | 6 | 3 | 0 | 683 |
| Galicia | 2 | 7 | 0 | 1 | 2 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| La Rioja | 8 | 70 | 0 | 1 | 5 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 11 |
| Madrid | 12 | 12 | 1 | 10 | 12 | 17 | 1 | 1 | 1 | -1 | -3 | 0 | 0 |
| Murcia | 65 | 224 | 2 | 44 | 69 | 24 | 11 | 0 | 0 | 0 | -2 | 4 | 673 |
| Navarra | 60 | 92 | -29 | 17 | 9 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| País Vasco | 7 | 9 | 1 | 2 | 4 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 24 |
| Total | 633 | 2721 | 147 | 311 | 421 | 301 | 105 | 7 | 16 | 11 | 13 | 40 | 4.159 |

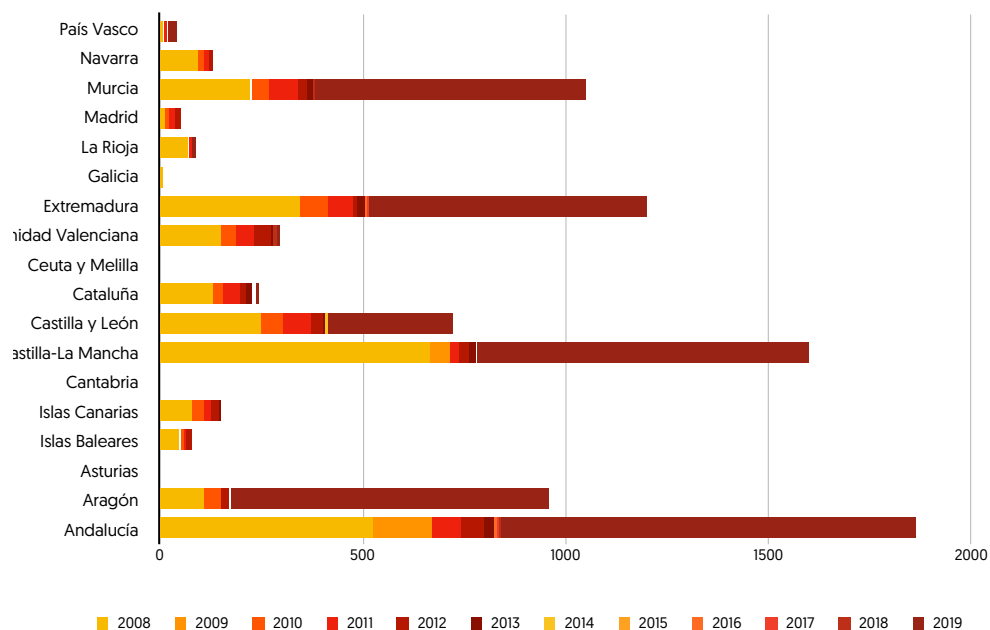
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

pasa por el desarrollo de la generación distribuida, el autoconsumo y la integración de esta tecnología en la edificación.

Este resurgimiento del sector e incremento de la actividad no sólo es consecuencia de la nueva potencia adjudicada en las subastas de 2017, sino

que además existen numerosos proyectos fuera de subastas, conectados directamente a red, que no contarán con ninguna retribución adicional, lo que demuestra la competitividad de las tecnologías renovables, y en particular, de la tecnología solar fotovoltaica.

FIGURA 6: POTENCIA ANUAL INSTALADA POR CCAA (MW).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Las perspectivas de crecimiento a nivel nacional de la energía solar fotovoltaica son realmente optimistas. Según el informe Solar Power Europe's Global Market Outlook 2019-2023, España es uno de los países europeos que más potencia fotovoltaica instalará en los próximos años. Las expectativas son muy positivas atendiendo al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para el periodo 2021-2030, que prevé la instalación de un promedio de 3 GW de nueva potencia fotovoltaica al año desde 2021, hasta llegar a un total de 28.000 MW de nueva potencia solar instalada al final de la próxima década.

Recientemente, BloombergNEF ha publicado un informe en el cual reduce las perspectivas de crecimiento para 2020 de la industria fotovoltaica a nivel mundial, a consecuencia de la pandemia provocada por el coronavirus. El brote del coronavirus provocará una ralentización

de la económica para los próximos años y una de las consecuencias será que algunos de los proyectos fotovoltaicos aplacen su realización hasta 2021, bien provocado por falta de componentes fotovoltaicos o de financiación bancaria.

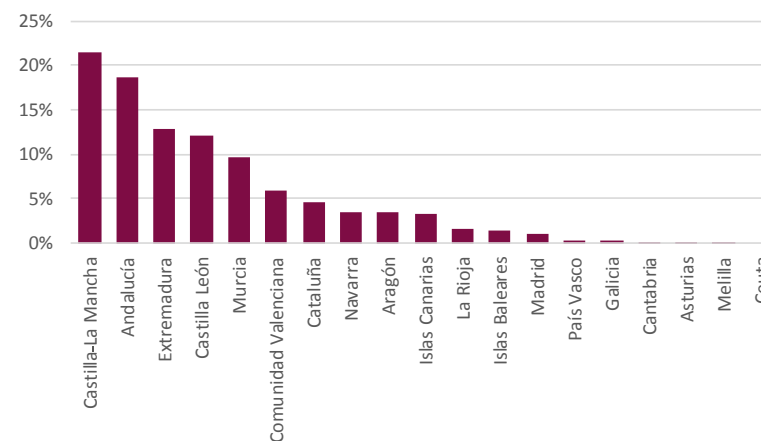
En cuanto a generación, destaca la comunidad que venía siendo líder desde principios de año, Castilla-La Mancha con 1.762 GWh, seguido de Andalucía con 1.540 GWh, Extremadura con 1.000 GWh y por último Murcia con 995 GWh. Por el contrario, a lo que ocurre en las regiones más al sur de la Península, la franja norte del país sigue sin conseguir superar los 50 GWh de generación. Los valores más bajos de generación se registraron en Asturias y Cantabria, entre las dos regiones no sobrepasaron los 3 GWh de producción ni el 1% de participación.

FIGURA 7: GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN 2018 (GWh).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

FIGURA 8: PARTICIPACIÓN DE CADA CC.AA. SOBRE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA TOTAL NACIONAL EN 2019 (%).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

4.7.

Autoconsumo

4.7.1. Breve historia del autoconsumo

El autoconsumo fotovoltaico hace referencia a la producción de energía eléctrica con una instalación solar fotovoltaica para el propio consumo de ésta, con el consecuente ahorro energético.

Existen distintos tipos de instalaciones de autoconsumo. De forma genérica se puede hablar de una instalación de autoconsumo aislada o conectada a red. Las instalaciones de autoconsumo aisladas se encuentran conectadas con el interior de una red de consumo, pero no cuentan con conexión eléctrica física a la red de distribución o transporte. Por el contrario, las instalaciones de autoconsumo conectadas a red cuentan con la red eléctrica física para apoyar el consumo del usuario. La acumulación o almacenamiento de energía no es imprescindible en este tipo de instalaciones, mientras que, en las instalaciones de autoconsumo aisladas, el almacenamiento de energía con baterías es imprescindible con el fin de garantizar un suministro eléctrico durante 24 horas.

A nivel legislativo, el desarrollo del autoconsumo ha sido posible gracias al entorno normativo existente. Las Leyes y Reales Decretos que han servido de base son:

- **Real Decreto 1955/2000 y Real Decreto 1699/2011:** Estas normas de referencia, establecen los requisitos técnicos que la instalación debe cumplir dependiendo de si la potencia contratada es superior o inferior a 100 kW. En el caso concreto del RD 1699/2011 se establece la obligación de regular el suministro de energía producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.
- **Ley 24/2013, del sector Eléctrico:** En esta ley se recoge la definición de autoconsumo en el artículo 9 como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea de energía eléctrica asociada a un consumidor y distingue varias modalidades de autoconsumo.

La primera normativa exclusiva que reguló el autoconsumo fotovoltaico fue el **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre de 2015, por el que se regulan las condiciones técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, y de producción con autoconsumo.

La norma estableció distintos requisitos generales en lo referente a la potencia contratada e instalada, los titulares de la instalación y del

consumo, al vertido de excedentes y al régimen económico de la energía producida y consumida.

El Real Decreto 900/2015 es conocido por el denominado “impuesto al sol” que grababa con cargos por la potencia instalada en el caso de contar con baterías y a la energía autoconsumida, exceptuando las instalaciones con una potencia igual o inferior a 10 kW y las ubicadas en las islas Canarias, Ceuta y Melilla.

Tras varios años de reivindicaciones a la administración por parte de los profesionales del sector y por potenciales consumidores, el Gobierno aprobó el **RDL 15/2018**, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Una de las principales características de la norma fue la eliminación de los cargos por potencia instalada y energía autoconsumida. Otras de las novedades recogidas en Real Decreto-ley son:

- Reconoce el derecho al autoconsumo compartido.
- Introduce el principio de simplificación administrativa y técnica.
- Reduce las sanciones por una mala práctica de este tipo de instalaciones.
- Recoge la posibilidad de compensar excedentes para las instalaciones con una potencia igual o inferior a 100 kWn.
- Establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, como normativa de referencia para la realización de instalaciones sin vertido a red de hasta 100 kWn.

Tras la aprobación del **RDL 15/2018**, que ha abierto nuevas posibilidades para autoconsumir la energía, surgió la necesidad de desarrollar un

nuevo marco normativo que desarrolle las novedades recogidas en la norma publicada en 2018.

4.7.2. Nuevo marco regulatorio del autoconsumo

En abril de 2019 se aprobó el **Real Decreto 244/2019** por el que se establecen las condiciones económicas, técnicas y administrativas del autoconsumo. Este Real Decreto da continuidad a lo establecido en el RDL 15/2018, reglamentando todos aquellos aspectos no definidos en dicho texto. En este sentido, y de forma resumida, los principales aspectos son los siguientes:

- **Tres Modalidades de autoconsumo:**
 - (i) Sin excedentes.
 - (ii) Con excedentes acogido a compensación.
 - (iii) Con excedentes no acogido a compensación.
- **Reglamentación del autoconsumo colectivo.**
- Para instalaciones fotovoltaicas la **potencia instalada será la potencia máxima del inversor.**
- Se permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean diferentes personas.
- **Simplificación de tramitación:**
 - Las instalaciones sin excedentes o las de excedentes de hasta 15 kW no necesitan permisos de acceso y conexión.
 - Para las instalaciones de hasta 100 kW conectadas a baja tensión, el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.

- Establece los **equipos de medida a instalar:**

- De forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.
- Los autoconsumos colectivos, con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro o tecnología no renovable deberán contar con 2 equipos. Uno para consumo y otro que mida la generación neta.
- En ciertos casos, se permite que el contador de medida se ubique fuera del punto frontera.

- Establece el **régimen económico**. Se establecen varias posibilidades en función del tipo de autoconsumo:

- Autoconsumo con excedentes acogidos a compensación: pueden (i) **vender la energía en el pool**, o (ii) compensar mensualmente excedentes, mediante la valoración de la energía horaria excedentaria **–compensación simplificada–**.

El importe a compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.

- Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. Deben vender los excedentes en el mercado.

- **Inscripción automática en el Registro de Autoconsumo para ciertos casos.**

4.7.2.1 Principales aspectos relativos a las instalaciones

Definición de instalación de producción

La norma incluye el concepto: **“Instalación de producción próxima a las de consumo y aso-**

ciadas a las mismas” que abarca, tanto a los consumidores individuales como a los colectivos y que define los tipos de instalaciones que se pueden poner en marcha:

- I Instalaciones conectadas a la red interior o unidas por líneas directas.
- II Instalaciones conectadas a la red de baja tensión derivada de un mismo centro de transformación.
- III Instalaciones en las que el consumo y la generación estén en baja tensión y a una distancia inferior a 500 metros.
- IV Instalaciones en las que, tanto el consumo como la generación, estén ubicados en la misma referencia catastral.

Modalidades de autoconsumo

Se establecen dos tipos de autoconsumidores:

- **Autoconsumo sin excedentes:** es necesario un mecanismo anti vertido que impida la inyección a red. De acuerdo con la Ley 24/2013, este tipo de autoconsumidores tendrá la consideración de “sujeto consumidor”.
- **Autoconsumo con excedentes:** las que inyectan energía a la red de transporte y distribución. Bajo esta modalidad existirán dos figuras: (i) sujeto consumidor y (ii) sujeto productor. Asimismo, la modalidad de autoconsumo con excedente se subdivide en dos categorías:
 - **Excedentes acogidos a compensación:** Cuando se cumplan todas las condiciones siguientes: (i) tecnología renovable, (ii) $P \leq 100 \text{ kW}$, (iii) Si resultase necesario solo se hubiera suscrito un único contrato de suministro para consumo y servicios auxiliares, (iv) el autoconsumidor haya suscrito un contrato de compensación de excedentes y (v) instalaciones no sujetas

a Régimen Retributivo Específico.

- **Excedentes no acogidos a compensación:** Cualquiera que no cumpla todos los requisitos del anterior o que no quieran acogerse a esa modalidad.

La modalidad de autoconsumo puede modificarse anualmente.

Asimismo, en todos los casos podrán instalarse sistemas de almacenamiento.

Tipos de autoconsumidores

- **Autoconsumo individual.**

- Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo (con o sin vertido).
- Si el autoconsumo es a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquiera de sus modalidades.

- **Autoconsumo colectivo.**

- Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo (con o sin vertido).
- Si el autoconsumo es a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquiera de sus modalidades.
- Todos los autoconsumidores asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo.
- Cuando se trate de un autoconsumo colectivo con venta de excedentes, el titular de la instalación tendrá la consideración de consumidor en lo que respecta a sus consumos auxiliares.

En ambos casos, el consumidor o los consumidores y el propietario de la instalación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes. En

el autoconsumo sin excedentes el titular o los titulares del punto de suministro y de la instalación será el mismo o los mismos.

4.7.2.2 Procedimiento de conexión

Conexión y acceso

Dependiendo de la modalidad y tipo de instalación, se estará obligado a solicitar permiso de acceso y conexión.

- **Instalaciones exentas de obtener permisos de acceso y conexión:**

- Instalaciones de autoconsumo sin excedente.
- Instalaciones de autoconsumo con excedente de $P \leq 15 \text{ kW}$ en suelo urbanizado.

- **Las obligadas a solicitar permisos de acceso y conexión:**

- Instalaciones de autoconsumo con excedentes de $P > 15 \text{ kW}$.

Aunque no lo cita expresamente las instalaciones de **$P \leq 100 \text{ kW}$ se acogerán a los procedimientos del RD 1699/2011 y las de $P > 100 \text{ kW}$ al RD 1955/2000**. Una vez se apruebe el RD de Conexión y Acceso será éste el que determine las condiciones de acceso.

Contratos de acceso y contratos con la comercializadora

- **Para los autoconsumidores de potencia inferior a 100 kW**, que estén conectados a la red de baja tensión y la instalación esté en baja tensión, el **contrato de acceso será realizado de oficio** por la distribuidora, que además será la encargada de informar a la comercializadora. El procedimiento será el siguiente:

- La CC. AA. informará en 10 días a la distribuidora desde la recepción de la do-

cumentación que acredita la puesta en marcha de la instalación.

- Desde esta documentación, la distribuidora dispondrá de 5 días para remitir la modificación del contrato a la comercializadora y al autoconsumidor. Asimismo, informará de todas las características del autoconsumo (modalidad, reparto, etc.).
- Desde la recepción de esta modificación, el consumidor dispondrá de 10 días para notificar a la distribuidora cualquier discrepancia.

• **El resto de autoconsumidores, o puntos nuevos de suministro, deberán realizar una comunicación a la distribuidora** o a través de la comercializadora para que ésta modifique de oficio el contrato existente. La misma dispondrá de un plazo de 10 días para modificar el contrato. En caso de discrepancia, el consumidor asociado, dispondrá de 10 días desde la recepción por parte de la distribuidora para notificar su disconformidad.

• **En el contrato con la comercializadora se deberá reflejar la modalidad de autoconsumo.** Las compañías comercializadoras de Referencia (CUR) no podrán rechazar las modificaciones de contrato de los autoconsumidores sujetos a PVPC (precio voluntario para el pequeño consumidor).

Contratos de servicios auxiliares

No se precisará de un contrato de servicios auxiliares cuando se cumplan las siguientes condiciones: (i) instalaciones en la red interior, (ii) instalaciones renovables de $P \leq 100$ kW y (iii) en cómputo anual, la energía consumida por esos servicios auxiliares sea inferior al 1% de la

energía neta generada por la instalación.

Los autoconsumidores con excedentes no acogida a compensación que estén obligados a suscribir un contrato para los servicios auxiliares deberán hacerlo (o modificar el existente) de forma individualizada con la distribuidora. No obstante, se podrá suscribir un único contrato de acceso cuando se cumplan los siguientes casos: (i) red interior, (ii) el consumidor y los titulares de la instalación sean el mismo.

4.7.2.3 Equipos de Medidas

• Con **carácter general**, todas las modalidades de autoconsumo **dispondrán de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera** (o en cada uno de los puntos frontera).

• **Ciertas instalaciones deberán tener, además, un segundo contador que mida la generación neta:**

- Autoconsumo colectivo.
- La instalación de generación que sea una instalación próxima a través de red.
- La tecnología de generación que no sea renovable, cogeneración o residuos.
- En casos de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro.
- Instalaciones de potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.
- En el caso de autoconsumos individuales con excedentes no acogida a compen-

sación potestativamente podrán tener la siguiente configuración: un equipo de medida bidireccional que mida la energía neta generada y un equipo de medida que registre la energía total consumida.

• **Los sistemas de almacenamientos compararán el equipo de medida** que registre la generación neta, el equipo de medida del punto frontera o de medida del consumidor asociado.

• **Transitoriamente, se permitirá la ubicación de la ubicación de los equipos de medida en un lugar distinto de la frontera** siempre que se garantice el acceso físico, se informe al titular de la red y que acredite que (i) la ubicación en el punto frontera supone una inversión superior al 10% de la inversión en la instalación o (ii) la fachada del punto frontera esté catalogada como zona protegida.

• **Los equipos de medida se ubicarán lo más próximo posible al punto frontera.**

• **Los equipos de medida cumplirán los siguientes requisitos en función del tipo:**

- **Tipo 5:** se integrarán en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargo de la lectura.
- **Tipo 4:** deberán cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007 y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso.
- **Tipo 3:** deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

4.7.2.4 Cálculo de potencia y energía para autoconsumos colectivos “a través de la red”

• La energía horaria neta generada de forma individual se calculará de la siguiente manera:

$$ENG_{h,i} = B_i * ENG_i$$

Donde,
ENG_i = Energía neta generada individual.
ENG_{h,i} = Energía total producida por la instalación.
B_i = Coeficiente de reparto de energía. Este se puede establecer de dos formas: (i) mediante acuerdo firmado por todos los consumidores del autoconsumo colectivo o (ii) en función de la potencia contratada por cada consumidor sobre la suma total de potencias contratadas.

• La energía horaria autoconsumida de forma individual será la energía horaria neta de forma individual (ENG_i) hasta el límite de la energía horaria consumida individual de cada consumidor.

• En su caso, para consumos colectivos en los que existan varias instalaciones de producción con un solo equipo de medida de generación el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida entre cada una de las instalaciones de producción k será:

$$V_{h,k} = ENG_{h,k} - A_k * \sum_i E_{aut,h,i}$$

Donde,
V_{h,k} = Vertido horario neto.
ENG_{h,k} = Energía total producida por la instalación.
A_i = Coeficiente de reparto de energía. Este se puede establecer de dos formas: (i) mediante acuerdo firmado por todos los consumidores del autoconsumo colectivo o (ii) en función de la potencia contratada por cada consumidor sobre la suma total de potencias contratadas.



4.7.2.5 Régimen económico

Características generales

- Los autoconsumidores **pagarán los peajes de acceso que les corresponda** y, en su caso, los peajes de acceso por la energía adquirida para los servicios auxiliares.
- Se estipulan dos regímenes económicos.
 - Venta de energía a la red.
 - Compensación simplificada de excedentes.

Venta de energía a la red

- A esta modalidad se pueden acoger todas las modalidades de autoconsumo, siendo **obligatoria en el caso de los autoconsumidores no acogidos a compensación de excedentes**.
- Bajo este régimen, la energía horaria excedentaria opera como una instalación de puesta en red. Es decir, **se valora el precio horario del pool** o en su caso Régimen Retributivo Específico (si la instalación lo tuviese concedido).
- Los autoconsumidores que operen bajo esta modalidad tendrán la consideración de productores debiendo cumplir con lo establecido en la normativa (representante, etc.)
- Asimismo, la energía vendida **deberá satis-**

facer el peaje a la generación (0,5 €/MWh) y su valoración económica estará sujeta al impuesto del 7%.

Mecanismo de compensación simplificada

• Principios fundamentales:

- Modalidad **solo aplicable para los autoconsumidores con excedentes acogidos a compensación**.
- **La energía horaria consumida de la red será valorada al precio pactado** entre las partes (en el caso de PVPC se valorará al coste horario de la energía para el PVPC).
- **La energía horaria excedentaria será valorada al precio horario pactado** entre las partes (en caso de PVPC se valorará al precio medio horario). A este respecto, parece normal que el precio pactado se corresponda con el precio horario del pool menos un pequeño margen de gestión por parte de la comercializadora.
- **El mecanismo de compensación se establece mensualmente**. Y en ningún caso, el valor de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al de la consumida. Es decir, el límite de la compensación será el valor de la energía horaria consumida (pool + otros costes no regulados).

- **La energía excedentaria no pagará el peaje a la generación** ni su valor económico estará sujeto al Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (**impuesto del 7%**).
- Los consumidores deberán remitir un escrito a la Distribuidora indicando el acuerdo alcanzado con la comercializadora.
- Cuando se trate de **“instalaciones a través de la red”** (ver apartado 3.1), **los autoconsumidores deberán satisfacer una cuantía por la utilización de la red** de distribución, que será definida por la CNMC.
- **Funcionamiento del mecanismo y aplicación de los peajes de acceso.**
 - En términos generales, **el control de potencia se realizará utilizando el equipo de medida** ubicado en el punto frontera.
 - **La energía horaria consumida** se calcula como la diferencia entre el consumo real del consumidor menos el autoconsumo instantáneo. Esta cantidad, con carácter general, se extrae de la **lectura del contador bidireccional**.
 - Mensualmente, sobre las cantidades que se deban facturar antes de impuestos, es

decir antes del impuesto de la electricidad [5,11%] y del tipo aplicable del IVA, se deberá descontar del término de energía, la valoración económica de la energía horaria excedentaria. Nuevamente, se debe destacar que el valor económico de estos excedentes no puede exceder del valor económico de la energía consumida de la red.

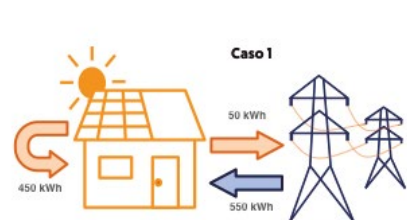
• Ejemplos de funcionamiento del sistema de compensación de excedentes.

- La energía excedentaria únicamente compensa la parte correspondiente al coste de la energía que forma parte del término de energía (pool más otros costes no regulados). Es decir, no compensa el peaje de acceso. En cualquier caso, el beneficio es claro puesto que normalmente la energía consumida a la red tiene un mayor valor que la generada, por cuanto a la primera se le adicionan ciertos costes, tales como el servicio de interrumpibilidad, pagos por capacidad y otros servicios de ajuste.

Ejemplos de aplicación del autoconsumo con compensación de excedentes

A continuación, explicamos, a través de varios ejemplos, como operaría el mecanismo tanto a nivel individual y colectivo.

EJEMPLO 1: INSTALACIÓN INDIVIDUAL CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES



HIPÓTESIS CONSIDERADAS

Energía de red:
 Pool: 0,0619 €/kWh
 Otros costes no regulados*: 0,0227 €/kWh
 Peajes de acceso: 0,0613 €/kWh
Total energía de red: 0,146 €/kWh

Excedentes de energía:
Acuerdo cerrado con comercializadora: 0,0619 €/kWh

* Servicios de ajuste, restricciones, etc.

Flujos de energía mensuales agregados

| | | |
|-----------------------------------|-----------|-----------|
| Consumo total real de la vivienda | 1.000 kWh | a |
| Generación FV total | 50 kWh | b |
| Autoconsumo instantáneo | 450 kWh | c |
| Excedentes de energía | 50 kWh | d = b - c |
| Consumo de la red | 550 kWh | e = a - c |

Factura eléctrica – SIN autoconsumo
Término de energía

1.000 kWh · 0,0846 €/kWh = **84,6€**
 1.000 kWh · 0,0613 €/kWh = **61,3€**

Total: 145,9 €

Factura eléctrica – CON autoconsumo
Término de energía

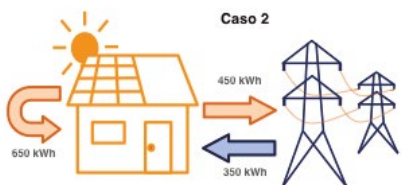
550 kWh · 0,0846 €/kWh = **46,5€**
 550 kWh · 0,0613 €/kWh = **33,7€**

Compensación de excedentes

50 kWh · 0,0619 €/kWh = **3,1€**

Total: 46,5 – 3,1 + 33,7 = 77,1 €

EJEMPLO 2: INSTALACIÓN INDIVIDUAL CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES



HIPÓTESIS CONSIDERADAS

Energía de red:
 Pool: 0,0619 €/kWh
 Otros costes no regulados*: 0,0227 €/kWh
 Peajes de acceso: 0,0613 €/kWh
Total energía de red: 0,146 €/kWh

Excedentes de energía:
Acuerdo cerrado con comercializadora: 0,0619 €/kWh

* Servicios de ajuste, restricciones, etc.

Factura eléctrica – SIN autoconsumo

Término de energía
 1.000 kWh · 0,0846 €/kWh = **84,6€**
 1.000 kWh · 0,0613 €/kWh = **61,3€**

Total: 145,9 €

Factura eléctrica – CON autoconsumo

Término de energía
 350 kWh · 0,0846 €/kWh = **29,6€**
 350 kWh · 0,0613 €/kWh = **21,5€**

Compensación de excedentes
 ¡500 kWh · 0,0619 €/kWh = **31€** → **29,6€**

Total: 29,6 – 29,6 + 21,5 = 21,5€

Valor excedentes > Valor consumo
 Solo se compensan 29,6€

Flujos de energía mensuales agregados

| | | |
|-----------------------------------|-----------|-----------|
| Consumo total real de la vivienda | 1.000 kWh | a |
| Generación FV total | 1.150 kWh | b |
| Autoconsumo instantáneo | 650 kWh | c |
| Excedentes de energía | 500 kWh | d = b - c |
| Consumo de la red | 350 kWh | e = a - c |

EJEMPLO 3: INSTALACIÓN COLECTIVA DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES

HIPÓTESIS CONSIDERADAS

Energía de red:
 • Pool + otros costes no regulados: 0,0846 €/kWh
 • Peajes de acceso: 0,0613 €/kWh
 • Total energía de red: 0,1459 €/kWh

Excedentes de energía:
 • Acuerdo cerrado con comercializadora: 0,0619 €/kWh

Coefficientes de reparto:
 • $\beta_1=0,2$ • $\beta_2=0,3$ • $\beta_3=0,5$

Ejemplo 2

Situación global

| | |
|---------------------|--------|
| Consumo total | 55 kWh |
| Generación FV (GFV) | 60 kWh |
| Consumo de red | 2 kWh |
| Autoconsumo total | 53 kWh |
| Excedentes | 7 kWh |

Situación individualizada

| Consumo i (C _i) | Autoconsumo i (A _i) | Consumo de la red i (CRed _i) | Excedente i (E _i) |
|-----------------------------|---|--|-------------------------------|
| C ₁ = 10 kWh | GFV ₁ = GFV · β_1 = 60 · 0,2 = 12 kWh > C ₁ A ₁ = C ₁ = 10 kWh | C ₁ · A ₁ = 10 · 12 = 2 kWh < 0 CRed ₁ = 0 kWh | E ₁ = 2 kWh |
| C ₂ = 20 kWh | GFV ₂ = GFV · β_2 = 60 · 0,3 = 18 kWh < C ₂ A ₂ = GFV ₂ = 18 kWh | C ₂ · A ₂ = 20 · 18 = 2 kWh > 0 CRed ₂ = 2 kWh | E ₂ = 0 kWh |
| C ₃ = 25 kWh | GFV ₃ = GFV · β_3 = 60 · 0,5 = 30 kWh < C ₃ A ₃ = C ₃ = 25 kWh | C ₃ · A ₃ = 25 · 30 = 5 kWh > 0 CRed ₃ = 0 kWh | E ₃ = 5 kWh |

Balance económico horario – SIN autoconsumo

| | Casa 1 | Casa 2 | Casa 3 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Pool + otros → C _i · 0,0846 | 0,846€ | 1,692€ | 2,115€ |
| Peaje → C _i · 0,0613 | 0,613€ | 1,226€ | 1,533€ |
| Total Mercado + Peaje | 1,459€ | 2,918€ | 3,648€ |

Balance económico horario – CON autoconsumo

| | CRed _i · 0,0846 | Casa 1 | Casa 2 | Casa 3 |
|---|----------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Pool + otros → CRed _i · 0,0846 | 0,000€ | 0,169€ | 0,000€ | 0,000€ |
| Peaje → CRed _i · 0,0613 | 0,000€ | 0,123€ | 0,000€ | 0,000€ |
| Excedente → E _i · 0,0619 | 0,124€ | 0,000€ | 0,310€ | 0,000€ |
| Total Mercado + Peaje - Excedente | -0,124€ | 0,292€ | 0,310€ | 0,000€ |

¡ Solo es posible a nivel horario

EJEMPLO 4: INSTALACIÓN COLECTIVA DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES

HIPÓTESIS CONSIDERADAS

Energía de red:
 • Pool + otros costes no regulados: 0,0846 €/kWh
 • Peajes de acceso: 0,0613 €/kWh
 • Total energía de red: 0,1459 €/kWh

Excedentes de energía:
 • Acuerdo cerrado con comercializadora: 0,0619 €/kWh

Coefficientes de reparto:
 • $\beta_1=0,2$ • $\beta_2=0,3$ • $\beta_3=0,5$

Ejemplo 1

Situación global

| | |
|---------------------|--------|
| Consumo total | 55 kWh |
| Generación FV (GFV) | 50 kWh |
| Consumo de red | 45 kWh |
| Autoconsumo total | 50 kWh |
| Excedentes | 0 kWh |

Situación individualizada

| Consumo i (C _i) | Autoconsumo i (A _i) | Consumo de la red i (CRed _i) | Excedente i (E _i) |
|-----------------------------|---|---|-------------------------------|
| C ₁ = 10 kWh | GFV ₁ = GFV · β_1 = 50 · 0,2 = 10 kWh < C ₁ A ₁ = GFV ₁ = 10 kWh | C ₁ · A ₁ = 10 · 2 = 8 kWh > 0 CRed ₁ = 8 kWh | E ₁ = 0 kWh |
| C ₂ = 20 kWh | GFV ₂ = GFV · β_2 = 50 · 0,3 = 15 kWh < C ₂ A ₂ = GFV ₂ = 15 kWh | C ₂ · A ₂ = 20 · 3 = 17 kWh > 0 CRed ₂ = 17 kWh | E ₂ = 0 kWh |
| C ₃ = 25 kWh | GFV ₃ = GFV · β_3 = 50 · 0,5 = 25 kWh < C ₃ A ₃ = GFV ₃ = 25 kWh | C ₃ · A ₃ = 25 · 5 = 20 kWh > 0 CRed ₃ = 20 kWh | E ₃ = 0 kWh |

Balance económico horario – SIN autoconsumo

| | Casa 1 | Casa 2 | Casa 3 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Pool + otros → C _i · 0,0846 | 0,846€ | 1,692€ | 2,115€ |
| Peaje → C _i · 0,0613 | 0,613€ | 1,226€ | 1,533€ |
| Total Mercado + Peaje | 1,459€ | 2,918€ | 3,648€ |

Balance económico horario – CON autoconsumo

| | CRed _i · 0,0846 | Casa 1 | Casa 2 | Casa 3 |
|---|----------------------------|---------------|---------------|--------|
| Pool + otros → CRed _i · 0,0846 | 0,677€ | 1,438€ | 1,692€ | |
| Peaje → CRed _i · 0,0613 | 0,490€ | 1,042€ | 1,226€ | |
| Excedente → E _i · 0,0619 | 0,000€ | 0,000€ | 0,000€ | |
| Total Mercado + Peaje - Excedente | 1,167€ | 2,480€ | 2,918€ | |

4.7.3. Perspectivas de crecimiento del autoconsumo

El autoconsumo fotovoltaico ha experimentado un importante crecimiento en los últimos años, gracias a las políticas de promoción y fomento de este tipo de generación. Las perspectivas de crecimiento son esperanzadoras y son muchos los estudios que auguran un crecimiento del 10% en España en los próximos años.

Son muchas las razones que explican este cambio de percepción por parte de la sociedad. Entre ellas, destacan las siguientes:

En primer lugar, La aprobación en primera estancia el Real Decreto-ley 15/2018 y posteriormente el Real Decreto 244/2019, marco un nuevo escenario para el desarrollo del autoconsumo.

Las nuevas normativas han propiciado que las principales barreras existentes para el desarrollo del autoconsumo se hayan minimizado, potenciando nuevos ejes para el desarrollo de este tipo de instalaciones, como son:

- La reducción y simplificación de trámites administrativos, especialmente en instalaciones de pequeña y mediana potencia (hasta 100 kW) y en los casos de instalaciones sin excedentes.
- Inclusión y desarrollo del autoconsumo colectivo, posibilitando que varios consumidores puedan asociarse a una misma planta de generación, repartiendo la energía con coeficientes fijos, lo que permite, con un proceso sencillo para el cliente, proyectos de autoconsumo con un mayor aprovechamiento de la energía.

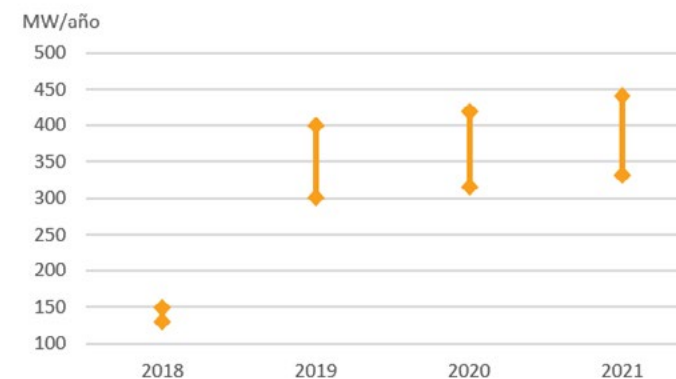
- Desarrollo del mecanismo de compensación de la energía producida y no consumida en instalaciones iguales o inferiores a 100 kW bajo el concepto “compensación simplificada de los excedentes”.

En segundo lugar, la percepción de la sociedad en su conjunto frente al cambio climático y el sistema eléctrico. Los consumidores actuales están bien informados, son conscientes de la necesidad de un nuevo modelo energético, analizan y son muy sensibles ante los cambios sustanciales en el precio del mercado eléctrico. La posibilidad de cubrir su coste energético, no depende de la volatilidad del mercado diario de la electricidad y de “independizarse” de la compañía eléctrica, lo que supone un “plus” de motivación para poner en marcha una instalación de microgeneración.

En tercer lugar, está el precio y el retorno de las inversiones. Los sistemas de autoconsumo tienen unos costes muy ajustados, hasta el punto de que en instalaciones de potencia superior a 100 kW el coste unitario se sitúa por debajo del euro por vatio instalado. Eso, junto con los sistemas de ayudas directas que ofrecen ciertos ayuntamientos (rebajas en el impuesto sobre Bienes Inmuebles, impuesto sobre Actividades Económicas o impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras), hace que, para cierta tipología de autoconsumidores el período de retorno de las inversiones se llegue a situar por debajo de los 5 años (normalmente, la amortización de estas instalaciones se establece entre 5 y 7 años). Teniendo en cuenta que las instalaciones tienen una vida útil superior a los 30 años, la rentabilidad de las inversiones se establece muy por encima de lo que ofrece actualmente cualquier producto financiero.

Además, el autoconsumo permite asegurar durante toda la vida útil el coste de la energía,

FIGURA 1: ESTIMACIONES DE LA POTENCIA ANUAL INSTALADA EN LAS MODALIDADES DE AUTOCONSUMO (MW).



Fuente: Elaboración propia.

lo que supone un aliciente para empresas e industrias que les permite ser más competitivas y menos dependientes de la variabilidad de los precios energéticos.

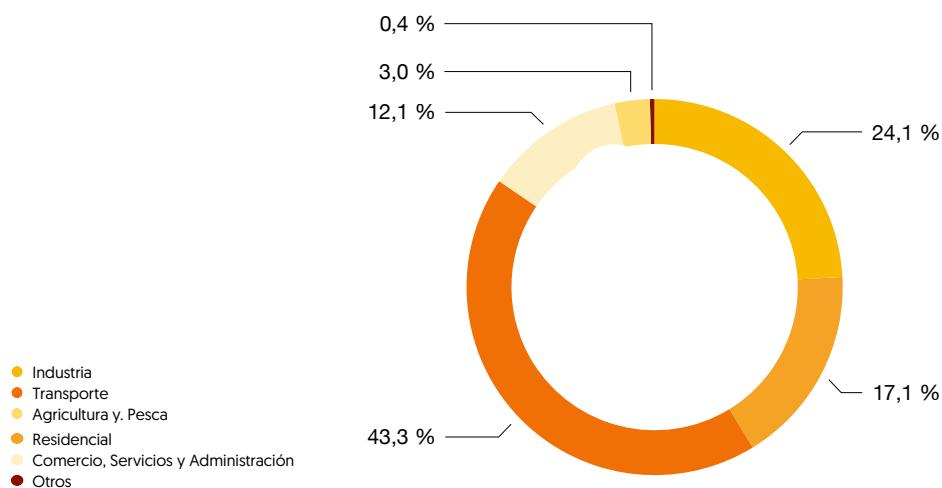
Estos argumentos y otros más son los que han llevado a un incremento del interés de la sociedad por el autoconsumo que, en un futuro, derivará en un crecimiento exponencial de la potencia instalada bajo esta modalidad.

Según fuentes del sector, en España en 2019 se instalaron aproximadamente 450 MW de potencia fotovoltaica en instalaciones de autoconsumo. Esta cifra, triplica la potencia instalada en 2018. En cuanto al reparto por sectores, se estima que la mayoría de esta nueva potencia, entre un 50-60% se ha instalado en el sector industrial, un 30-40% en el sector comercial y 10% en el sector residencial. Así, se prevé que el mercado anual del autoconsumo alcance niveles de entre 300 y 400 MW en 2020 y se mantenga en estos niveles a lo largo de los próximos años.

En lo que respecta a los principales nichos de desarrollo del autoconsumo, desarrollados en el apartado siguiente, su evolución depende de varios factores, tales como el tipo de tarifa al que está sujeto el consumidor, la actividad empresarial y los hábitos de consumo.

En términos generales, son los pequeños clientes industriales y las pymes los mayores beneficiarios del autoconsumo, ya que presentan una serie de características que permiten reducir los plazos de amortización de las instalaciones. No obstante, las grandes industrias, el sector agrario, las administraciones públicas o los inmuebles residenciales de todo tipo, también se ven favorecidos por el autoconsumo fotovoltaico, ya que, como se comentaba anteriormente, su larga vida útil repercute en una elevada rentabilidad total y una mayor independencia de la volatilidad de los precios futuros, aunque el periodo de retorno sea un poco mayor en algunos proyectos.

GRÁFICO 1: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES EN 2018 (KTEP).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del IDAE

4.7.4. Principales sectores de desarrollo

Actualmente, el potencial que tiene el autoconsumo fotovoltaico en España va más allá del ámbito doméstico, avanzando hacia sectores como el industrial, comercial, de servicios y el agrícola, con aplicaciones como el bombeo solar para riego. Como se puede apreciar a continuación, el principal consumo eléctrico del país se asocia a actividades empresariales.

A continuación, se va a analizar el potencial de cada uno de los principales sectores consumidores de electricidad atendiendo al tipo de tarifa y a los hábitos de consumo propios de cada actividad.

- **Sector residencial**

Para hacernos una idea del potencial de este

sector en España es necesario realizar una breve clasificación de las viviendas existentes. De los más de 25 millones de viviendas habitadas que componen el parque inmobiliario estatal, cerca del 75% son “viviendas principales” -destinadas a la residencia diaria- y el 25% restante son “no principales” -mayoritariamente de uso vacacional-.

Como es de esperar, el consumo de energía eléctrica en las viviendas “no principales”, que suelen poseer un marcado carácter estacional, es notablemente inferior que en las “viviendas principales”. Esto repercute en los plazos de recuperación de la inversión, haciendo en muchos casos inviable económicamente la inversión. Debido a esto, son las viviendas principales las más apropiadas para incorporar sistemas de autoconsumo.

Otro aspecto relevante a la hora de clasificar los inmuebles residenciales es su carácter

unifamiliar o plurifamiliar, ya que, hasta el establecimiento de la nueva normativa, las instalaciones colectivas de autoconsumo, las más adecuadas para viviendas plurifamiliares, no disponían de ninguna reglamentación. Esta ausencia de regulación afectaba a más del 70% de las viviendas principales y a algo más de un 50% de las “viviendas no principales”, es decir, más de 16 millones de viviendas. Con la nueva regulación, el potencial del autoconsumo residencial ha evolucionado de unos 6 millones de viviendas a más de 19 millones (considerando exclusivamente “viviendas principales” y sin considerar la idoneidad de las cubiertas).

En cuanto a la tarifa, los clientes residenciales son aquellos que, en términos unitarios, tienen un mayor coste por kWh consumido. Son los que pagan mayores peajes de acceso y los que menor capacidad de negociación tienen por la energía consumida. Son, por tanto, los que, a priori, podrían obtener mayores ahorros. Sobre todo, mediante el mecanismo de compensación de excedentes, que les permite recuperar a lo largo del mes los kWh que no consumen instantáneamente y deducirse de su factura eléctrica el coste de la energía derivado de esos kWh.

Sin embargo, estos sistemas son sustancialmente más caros que las instalaciones de uso industrial. Por un lado, a los efectos de un consumidor doméstico o residencial, el IVA/IGIC incrementa sensiblemente el coste, porque no pueden repercutirlo y, por otro, por economía de escala el coste unitario del kWh instalado en potencias marginales es, a día de hoy, sustancialmente más elevado.

Frente a esta situación, la posibilidad de desarrollar autoconsumo en comunidades de propietarios puede reducir sustancialmente el plazo de amortización de las instalaciones y hacerlas mucho más atractivas. Al dimensionar una única instalación de mayor tamaño que

de servicio a todos los consumidores asociados, los costes disminuyen sustancialmente. En este sentido, a modo de ejemplo, el coste unitario de instalar 3 kWp puede duplicar al de poner en marcha 20 kWp fotovoltaicos.

- **Pymes**

Las pequeñas y medianas empresas e industrias son, como ya hemos comentado en capítulos anteriores, los principales beneficiarios del autoconsumo. Esto se debe a que el tipo de tarifa que tiene contratada, tarifas 3.X, aunque con costes de la energía y peajes inferiores que en las tarifas 2.X, son sustancialmente mayores a los de un gran consumidor (tarifas 6.X). Además, el coste del peaje del término de potencia está directamente vinculado al consumo efectivo que realizan de forma cuartohoraria, por lo que la incorporación de un sistema de autoconsumo reduce notablemente los costes energéticos acelerando la amortización de la inversión.

Adicionalmente, este tipo de industrias y pymes suele tener un consumo base muy estable a lo largo del año (aún con la estacionalidad del periodo estival) que permite que la generación óptima a instalar se acople de forma eficiente y se vuelque el menor número de excedentes a la red, aunque esto dependerá en gran medida de la actividad en concreto de la empresa.

Merece especial consideración las empresas dentro del sector de frío industrial. Estas empresas, además de mantener elevados consumos durante todo el año -debido a la presencia de cámaras frigoríficas- y con mayores consumos en periodos de mayor temperatura - que suelen coincidir con los de mayor radiación solar-, pueden beneficiarse doblemente de una instalación fotovoltaica, ya que también les sirve de aislamiento térmico. Se calcula que estas empresas pueden llegar a

alcanzar ahorros de hasta el 70% en los costes eléctricos diarios.

• **Grandes industrias**

Sin lugar a duda, las grandes industrias son el sector con mayor carga base de consumo y un mayor consumo global, lo que, en su conjunto, redundaría en un mayor tamaño de la instalación potencial y por tanto un menor coste unitario por vatio instalado. Esto podría llevarnos a pensar que serán estas empresas las que presenten mejores retornos de las inversiones, pero la realidad es que, al estar sujetas a tarifas 6.X, tienen un coste total de la energía en términos de €/kWh muy ajustado, por lo que el ahorro por kWh generado es menor que en otras tarifas.

Además, en algunos casos, estas industrias son energéticamente tan intensivas que la superficie de la que disponen no logra acoger toda la potencia fotovoltaica que les convendría, que puede llegar a ser de varios megavatios.

• **Administraciones públicas**

Como vía de promoción del autoconsumo y cumpliendo así una función ejemplarizante que se les exige en las directivas en materia de eficiencia energética, las administraciones públicas están comenzando a desarrollar y aplicar sistemas de autoconsumo. Algunos ayuntamientos como los de Logroño, Barcelona, Valladolid o Sabadell, entre otros, llevan ya algún tiempo incorporando instalaciones de autoconsumo a algunos de sus edificios municipales, mientras que otros como el de L'Alcudia o Badalona se ha incorporado recientemente a esta lista de ayuntamientos embajadores del autoconsumo. Además, otros muchos contemplan estas acciones dentro de sus estrategias municipales para la sostenibilidad, estando en fase de planteamiento y estudio de posibles instalaciones.

En cuanto a los hábitos de consumo, en estas edificaciones, el grueso de las actividades se realiza en las horas diurnas, por lo que la tecnología fotovoltaica resulta especialmente adecuada, siendo más idóneo el acoplamiento de las curvas de generación y demanda.

Es imprescindible mencionar también en este sector la normativa establecida por el Real Decreto 235/2013, por la cual, a partir del 31 de diciembre de 2018, todos los edificios públicos de nueva construcción que sean de titularidad pública deberán tener un consumo de energía casi nulo, siendo cubierto ese consumo restante por energía procedente de fuentes renovables. A partir del 31 de diciembre de 2020 esta obligación se extenderá a todas las construcciones españolas, públicas y privadas.

• **Centros educativos**

Al igual que las Administraciones Públicas, los horarios de los centros educativos suelen ajustarse bastante a los periodos de generación fotovoltaica, por lo que los hace aptos para este tipo de autoconsumo. Del mismo modo, estos centros se suelen ubicar en construcciones con amplias cubiertas sin uso.

En muchos de los centros también se realizan este tipo de instalaciones de autoconsumo para servir de fuente de información sobre esos sistemas, más allá del ahorro económico y consumo de energías limpias, con el objetivo de promoverlos. Este es el caso de muchas escuelas técnicas, como es el caso de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León o la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM).

El futuro en este nicho es, por tanto, bastante prometedor, como deja patente la apuesta de Alicante, donde durante el curso de 2019-2020

se prevé incluir sistemas de autoconsumo fotovoltaico en 33 de los 54 colegios públicos existentes.

• **Hospitales**

Según datos recientes, el consumo eléctrico medio anual de un hospital se aproxima a los 24 MWh por cama, situando a los centros hospitalarios como grandes centros de consumo. Para un hospital de 200 camas, el consumo medio sería de 4.800 MWh/año y de 12.000 MWh/año si hablásemos de un gran centro con 500 camas.

Las grandes superficies disponibles en la cubierta y los altos consumos hacen que el autoconsumo fotovoltaico sea una buena opción para conseguir ahorros energéticos en este tipo de centros.

Con sus respectivas instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, el hospital Mateu Orfila de Menorca prevé un ahorro de 45.000 euros anuales, con un sistema sobre cubierta de 395 kW de potencia y el Hospital de Inca en Mallorca, unos 32.000 euros anuales con un sistema de 117 kWp.

El hospital de Mataró también se unió a la producción de energía de verde en 2019, con la instalación de un sistema fotovoltaico de 284 kWp. La producción de energía eléctrica prevista será de unos 461.191,48 kWh, lo que equivale al consumo de 57 hogares.

• **Polideportivos**

Las instalaciones deportivas, al disponer generalmente de grandes superficies de cubierta - en los polideportivos cerrados- y de horarios de actividad diurnos, son susceptibles de instalar autoconsumo fotovoltaico. Del mismo modo, también son susceptibles de ello los polideportivos abiertos, pudiendo instalar el sistema fotovoltaico en las pérgolas que dan sombra a las gradas.

Para un polideportivo que funcione 4.500 h/año, el consumo eléctrico se sitúa en 1.200 MWh/año. Este consumo viene principalmente generado por el alumbrado, climatización, deshumidificación y, en el caso de disponer de piscinas, por el consumo de las bombas de aguas, que podría ser muy importante.

Un ejemplo es el del Polideportivo Municipal de Ugarrandia del Ayuntamiento de Huarte que, en 2019, instaló un sistema fotovoltaico de 100 kWn sin excedentes. La instalación suministra energía eléctrica a los principales usos del deportivo. El sistema ha sido realizado dentro de la convocatoria impulsada por el Gobierno de Navarra en 2019.

Además, podemos encontrar muchas instalaciones ejecutadas a lo largo de 2019, como es el caso de las instalaciones promovidas por el Área Metropolitana de Barcelona (AMB) en la Illa Esportiva (Castellbisbal) y el polideportivo Miquel Poblet (Montcada y Reixac).

• **Centros y parques comerciales**

La climatización, iluminación, transporte vertical y sistemas de frío industrial, entre otros, que requieren las grandes superficies comerciales, suponen un gran consumo energético. Para los grandes supermercados e hipermercados, el consumo medio de energía eléctrica por unidad de superficie suele rondar los 300 kWh/m², mientras que, en los centros comerciales, este consumo suele rondar entre los 100 kWh/m² y los 300 kWh/m². A pesar del gran potencial que tienen este tipo de superficies, es verdad que en muchos casos las cubiertas se encuentran parcialmente indisponible por albergar sistemas de aprovechamiento térmico del sol y sistemas de climatización que ocupan parte de la superficie y generan efectos de sombra.

Un ejemplo de estas instalaciones es el Centro

Comercial Parque Melilla, que cuenta con una instalación fotovoltaica de 100 kWp y que se calcula que se amortizará en un período de tan solo 5 años. Del mismo modo, podemos destacar el ejemplo del IKEA de Alcorcón, con 100 kW de potencia nominal.

• Estaciones de servicio

A pesar de no contar con grandes consumos –en torno a 120 MWh/año de media-, las estaciones de servicio constituyen un importante segmento de mercado para el autoconsumo. Esto se debe a la idónea localización en las que están ubicadas, normalmente en carretera, en zonas sin grandes edificios cercanos que proyecten sombras y con terrenos colindantes. Además, la curva de carga de este tipo de establecimiento es estable a lo largo del año.

Son muchos los ejemplos de estaciones de servicio con autoconsumo fotovoltaico que se pueden encontrar en regiones como 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 servicios de 2019. Las instalaciones, de unos 20 kWp de media, pueden llegar a cubrir hasta el 50% del consumo eléctrico del edificio, traducándose en una reducción del período de amortización.

• Sector agrícola

En numerosas ocasiones, cuando se habla del sector agrícola, el discurso es monopolizado por el regadío. Esto se debe a que el cambio de la forma de riego, que ha pasado del tradicional riego por gravedad al de presión, junto con el aumento de los términos de potencia y energía y la desaparición de las tarifas para riego, han llevado al autoconsumo fotovoltaico

a convertirse en una buena alternativa para las explotaciones agrícolas de regadío.

Según datos del sector, recogidos por la Federación Española de Comunidades de Regantes (Fenacore), las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico para el regadío concentran el 25% de la potencia de autoconsumo total a nivel nacional. El consumo eléctrico de estas explotaciones posiciona a los regantes como segundos mayores consumidores de electricidad, únicamente por detrás de Adif.

Según fuentes del sector, se han instalado en los últimos 3 años en el sector agrícola una potencia acumulada de 25 MW. Este incremento se debe también a la caída del coste de las instalaciones, que ha llegado a reducirse hasta un 80%, al igual que las ayudas procedentes de fondos estructurales europeos, que permiten formalizar ayudas a nivel estatal y autonómico, pudiendo cubrir hasta un 65% de la inversión.

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 a través de autoconsumo solar.

La mayor instalación de autoconsumo agrícola de España, con 6 MWp y una extensión de 15 hectáreas, se instaló en 2019. El sistema producirá energía eléctrica para su consumo en las estaciones de bombeo de la Comunidad de Regantes del Valle Inferior del Guadalquivir en Sevilla.

Además del regadío, estas instalaciones también tienen aplicación en otras actividades agrícolas tales como invernaderos, explotaciones ganaderas, industria agropecuaria, bodegas, etc.

En 2019, se llevó a cabo la mayor instalación de autoconsumo con acumulación para una empresa del sector agrícola ubicada en Murcia, la cual está aislada al 100% de la red eléctrica.

También podemos encontrar varios ejemplos en el ámbito de las bodegas y no solo en las zonas más soleadas del país, sino también el norte. Este es el caso de dos instalaciones proyectadas para las bodegas Terras Gauda y La Val, de 80 kW y 25 kW. A mayor escala, podemos citar el caso de las Bodegas Familiares Matarromera que entre todas sus instalaciones fotovoltaicas suman una potencia aproximada de 1 MW y que sirven para cubrir en torno al 30% de los consumos derivados de sus almazaras, destilerías, instalaciones de extracción de polifenoles, etc.

4.7.5. Guía de tramitación de instalaciones de autoconsumo

A raíz de la aprobación del Real Decreto 244/2019, surge la necesidad de elaborar una guía específica para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en autoconsumo tanto individuales como colectivas.

En este sentido, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) publicó en 2019 una guía donde se describen los pasos necesarios para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en autoconsumo en cualquiera de las modalidades previstas en la normativa.

La finalidad de esta guía, que público su versión definitiva en noviembre de 2019, es la de clarificar los procedimientos administrativos ante las administraciones públicas y las empresas distribuidoras en cada una de las

modalidades de autoconsumo descritas en el Real Decreto 244/2019. Está dirigida al público en general, pero más específicamente a las empresas instaladoras de sistemas de autoconsumo.

En primera instancia, la guía diferencia entre autoconsumo sin excedentes (aquellas que disponen de un sistema antivertido) y las instalaciones con excedentes, donde existen dos subgrupos, las instalaciones con excedentes acogidas a compensación y las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación.

También diferencia entre las instalaciones individuales y colectivas y las conectadas en la red interior de los consumidores o conectadas a través de red.

Todas estas tipologías y diferencias entre las modalidades de autoconsumo y los actores en cada combinación de tipología son recogidos por el IDAE en un cuadro resumen.

En la guía se recogen gran variedad de contenidos, relativos a la tramitación específica de cada tipología de autoconsumo y la aplicación en cada comunidad autónoma.

FIGURA 1: CUADRO RESUMEN DE LAS MODALIDADES Y LAS DIFERENTES POSIBILIDADES DE AUTOCONSUMO

| | | | |
|--|---|--|--|
| <p>Autoconsumo INDIVIDUAL</p> <p>Un consumidor asociado</p> <p>o</p> <p>Autoconsumo COLECTIVO</p> <p>Varios consumidores asociados</p> | <p>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</p> <p>Conexión Red interior.</p> | <p>SIN excedentes (individual)</p> <p>Mecanismo anti-vertido</p> <p>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo)</p> <p>Mecanismo anti-vertido</p> | <p>CONSUMIDOR</p> <p>Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR</p> <p>No existe</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN</p> <p>Consumidor</p> <p>PROPIETARIO</p> <p>Puede ser diferente</p> |
| | | <p>CON excedentes ACOGIDA a compensación</p> <p>Fuente renovable.</p> <p>Potencia de producción ≤ 100KW</p> <p>Si aplica, contrato único consumo-auxiliares.</p> <p>Contrato de compensación</p> <p>No hay otro régimen retributivo</p> | <p>CONSUMIDOR</p> <p>Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR</p> <p>Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN</p> <p>El Inscrito en el registro de autoconsumo</p> <p>PROPIETARIO</p> <p>Puede ser diferente</p> |
| | | <p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</p> <p>Resto de instalación con excedentes</p> | <p>CONSUMIDOR</p> <p>Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR</p> <p>Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN</p> <p>El Inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO</p> <p>Puede ser diferente</p> |
| | <p>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</p> <p>Conexión Red BT del mismo centro de transformación.</p> <p>Distancia entre contadores generación y consumo < 500m, ambos conectados en BT.</p> <p>Misma referencia catastral (14 dígitos)</p> | <p>CON excedentes (individual)</p> <p>Mecanismo anti-vertido</p> <p>SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo)</p> <p>Mecanismo anti-vertido</p> | <p>CONSUMIDOR</p> <p>Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR</p> <p>No existe</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN</p> <p>Consumidor</p> <p>PROPIETARIO</p> <p>Puede ser diferente</p> |
| | | <p>CON excedentes ACOGIDA a compensación</p> <p>Fuente renovable.</p> <p>Potencia de producción ≤ 100KW</p> <p>Si aplica, contrato único consumo-auxiliares.</p> <p>Contrato de compensación</p> <p>No hay otro régimen retributivo</p> | <p>CONSUMIDOR</p> <p>Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR</p> <p>Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN</p> <p>El Inscrito en el registro de autoconsumo</p> <p>PROPIETARIO</p> <p>Puede ser diferente</p> |
| | | <p>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</p> <p>Instalaciones con excedentes</p> | <p>CONSUMIDOR</p> <p>Titular del suministro</p> <p>PRODUCTOR</p> <p>Titular de la instalación</p> <p>TITULAR INSTALACIÓN</p> <p>El Inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE</p> <p>PROPIETARIO</p> <p>Puede ser diferente</p> |

Fuente: Guía IDEA

Tramitación Administrativa

Distingue entre:

- **Instalaciones de autoconsumo sin excedentes**

La guía establece una serie de trámites que con carácter general aplicará a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes y otros que estarán supeditados a la ordenación autonómica aplicable a cada instalación y a la potencia instalada. Entre las autorizaciones recogidas en el documento destacan:

- **Autorizaciones previas a la construcción de la instalación**

- o **Autorización ambiental y de utilidad pública:** Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo sin excedente y con potencia menor o igual a 100 kW no deberían requerir trámite de impacto ambiental ni utilidad pública, salvo tramitación específica de la comunidad autónoma, o propia del emplazamiento.
- o **Autorización administrativa previa y de construcción:** Las instalaciones de producción no superior a 100 kW y conectas a la red de baja tensión (BT) quedan excluidas de esta autorización, sin embargo, las conectadas a la red de alta tensión (AT) con independencia de la potencia instalada, con carácter general deberán solicitarla. Para instalaciones con potencia superior a 100 KW es potestad de la comunidad autónoma su solicitud y autorización.
- o **Licencia de obras:** La normativa municipal determinará el tipo de licencia que es necesario solicitar en cada municipio. Las tramitaciones urbanísticas más comunes

son; comunicación previa, declaración responsable y licencia de obra menor.

- **Autorizaciones posteriores a la construcción de la instalación**

- o **Inspección inicial e inspecciones periódicas:** En función de la potencia y de la ubicación de la instalación, las instalaciones precisarán realizar una inspección inicial a su puesta en marcha por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA). Por norma general las instalaciones con potencia superior a 25 KW necesitan realizar estas inspecciones.
- o **Certificado de instalación y/o certificados fin de obra:** Dependerá de la potencia y de la comunidad autónoma donde se realice la instalación, así como de las características de la conexión del sistema. La tipología del certificado, documentación a aportar para su aprobación y metodología de aprobación es competencia de la Comunidad Autónoma.
- o **Autorización de explotación:** Por norma general, solo será necesaria si la conexión de la instalación se realiza en alta tensión, independientemente de la potencia instalada, y para aquellas instalaciones con potencia superior a 100 KW siempre y cuando la Comunidad Autónoma lo requiera.
- o **Inscripción en el registro de autoconsumo:** Solo lo realizarán las instalaciones con potencia superior a 100 KW y las conectadas en alta tensión independientemente de la potencia instalada. Para instalaciones con potencia igual o inferior a 100 KW conectadas en Baja

Tensión (BT), la inscripción se realiza de oficio por la Comunidad autónoma.

• Instalaciones de autoconsumo con excedentes

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes tienen una serie de autorizaciones adicionales, a las descritas con anterioridad, que en la mayoría de los casos están relacionadas con la inyección de la energía sobrante a la red de distribución.

Autorizaciones previas a la construcción de la instalación

- **Permiso de acceso y conexión y avales o garantías:** las instalaciones con excedentes, de potencia inferior o igual a 15 kW ubicadas en suelo urbanizado están exentas de solicitud. El resto de las instalaciones deberán solicitar a la empresa distribuidora un permiso de conexión y por norma general constituir una garantía de 10 €/kW. Los sistemas que se ubiquen en suelo no urbanizable independientemente de la potencia instalada deberán solicitar permiso de acceso y conexión y constituir una garantía o aval cuando la potencia sea superior a 10 kW.
- **Autorización ambiental y de utilidad pública:** con carácter general, las instalaciones en autoconsumo con excedente y con potencia menor o igual a 100 kW no deberían requerir trámite de impacto ambiental ni utilidad pública, salvo tramitación específica de la comunidad autónoma, o propia del emplazamiento.
- **Autorización administrativa previa y de construcción:** las instalaciones con potencia menor o igual a 100 kW conec-

tadas en baja tensión (BT) están exentas de autorización previa, de construcción y aprobación de proyecto. El resto de las instalaciones deberán solicitar las autorizaciones y aprobación de proyecto.

- **Licencia de obras:** la tipología de la licencia a solicitar es competencia del municipio donde se ubica la instalación. Destacan entre las más comunes, la comunicación previa, declaración responsable y licencia de obra menor.
- **Inspección inicial e inspección periódica:** las instalaciones realizadas bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), y por norma general, con una potencia inferior o igual a 25 kW no precisan de una inspección inicial. Las potencias superiores a las indicadas, sí precisarán de una inspección por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA/EICI/ECA). Adicionalmente las instalaciones en Alta Tensión (AT) requerirán una inspección inicial adicional. Por norma general, las inspecciones se repetirán de forma periódica tanto en la parte de la baja tensión como en la parte de alta.
- **Certificados de instalación y/o certificado fin de obra:** dependerá de la potencia y de la comunidad autónoma donde se realice la instalación, así como de las características de la conexión del sistema y de la potencia instalada.
- **Autorización de explotación:** en términos generales, en los casos en que la instalación se ha realizado bajo las especificaciones del REBT y su potencia es inferior o igual a 100 kWn la autorización de explotación no será de aplicación y con el certificado de la instalación sería suficiente. El resto de las

instalaciones necesitarían autorización de explotación diligenciada por la comunidad autónoma para instalaciones inferiores e iguales a 50 MW.

- **Contrato de acceso para las instalaciones de autoconsumo:** este tipo de contrato solo es necesario para los servicios auxiliares de producción de la instalación de autoconsumo.
- **Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares:** solo las instalaciones que no sean instalaciones próximas a red, con una potencia inferior a 100 kW y que la energía consumida sea inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación, necesitaran un contrato de energía para servicios auxiliares.
- **Licencia de actividad:** únicamente las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación necesitarán tramitar una licencia de actividad, ya que estas instalaciones venden energía sobrante al mercado.
- **Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo:** los sistemas en autoconsumo con excedentes con potencia superior a 100 kW y todas las potencias conectadas en alta tensión deberán realizar la inscripción autonómica de la instalación.
- **Inscripción en el Registro administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica:** todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. Este trámite ha de llevarse a cabo por las administraciones.
- **Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía**

eléctrica (RAIPRE): las instalaciones con excedentes con potencia igual o inferior a 100 kW no precisan de la inscripción en RAIPRE, será la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio quien realice la inscripción. Sin embargo, los sistemas con potencia superior a 100 KW deberán solicitar la inscripción en este registro.

Tramitación autonómica

A nivel autonómico, la Comunidad Autónoma donde se realiza la instalación tiene su propia normativa interna de aplicación administrativa. Este hecho hace que cada región de España tenga sus particularidades.

En este sentido los trámites a realizar no solo se refieren a la vertiente energética del proyecto, sino que deben resolver igualmente aspecto de índole urbanística, ambiental, administrativo y fiscales entre otros.

La mayoría de las Comunidades Autónomas tienen transferidas las competencias de energía, al menos en instalaciones de pequeña y mediana potencia. Los requisitos exigidos por estas Comunidades varían territorialmente.

Destacan comunidades como Andalucía, Aragón y Canarias, que cuentan con un importante número de normativas sectoriales en materia de energía de origen renovable.

En términos de autorización ambiental y urbanística, las competencias, en la mayoría de los casos, están derivadas a las Comunidades Autónomas. Como es el caso de Canarias, donde estas autorizaciones se encuentran reguladas por la Ley 4/2017 de 13 de julio y Castilla León, que cuenta con la Orden FOM/1079/2006, de 9 de junio.

La autorización administrativa previa, de construcción y explotación de proyectos con una potencia inferior o igual a 50 MW es competencia de la Comunidad Autónoma. Cada región cuenta con su correspondiente regulación y sus particularidades. Destacan Comunidades como Andalucía y Cataluña que requieren dichas autorizaciones y la aprobación de un proyecto para sistemas con potencia superior a 100 KW sin excedentes.

Recomendaciones

La guía también realiza una serie de recomendaciones para que los ayuntamientos puedan simplificar los trámites de permisos y autorizaciones de su competencia, para favorecer la promoción de instalaciones de autoconsumo en sus municipios.

Las recomendaciones, propuestas en la guía, se centran en:

1. **Adaptación de la normativa urbanística:** se recomienda simplificar la tramitación para favorecer la implantación de instalaciones de autoconsumo.
2. **Permisos y licencias de obras:** propone mecanismos de comunicación previa, especialmente para proyectos de pequeño tamaño que se caractericen por su sencillez técnica y escasa entidad constructiva y económica. También en la sección hace hincapié a la escasez de residuos que producen estas instalaciones y propone la eliminación de avales y certificaciones de eliminación de estos.
3. **Licencia de actividad:** sugiere que las administraciones realicen diferencias claras entre las instalaciones que precisan tramitar este tipo de licencias y tengan en consideración la generación de energía verde para la eliminación de esta tramitación.

4. **Bonificaciones fiscales:** recomienda a las administraciones locales la aplicación directa en el propio formulario de autoliquidación, de bonificaciones fiscales en cuanto al Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) e Impuesto de Actividades económicas (IAE). Los ayuntamientos condicionan la concesión a la aprobación de la licencia de obra o permiso correspondiente, suponiendo una barrera en el tiempo de concesión.

Por último, la guía establece una serie de modelos para facilitar la compensación de excedentes. Se trata de una serie de acuerdos de compensación y venta de energía tanto para sistemas individuales como acuerdos de reparto de energía de autoconsumo colectivo de instalaciones con y sin excedentes acogidas o no acogidas a compensación.

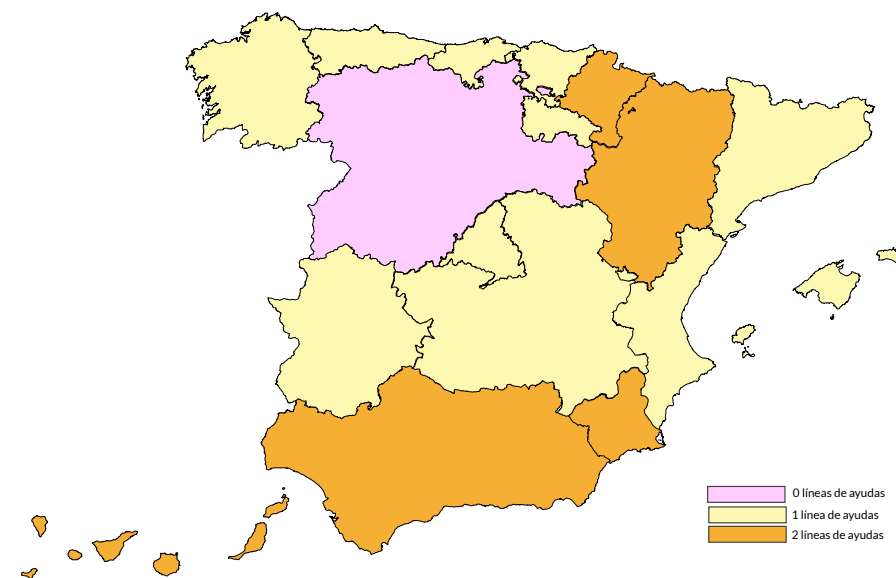
A media que las administraciones y entidades locales modifiquen sus procedimientos de aplicación, el IDAE realizará modificaciones puntuales en próximas versiones.

4.7.6 Líneas de apoyo y bonificaciones

Tras varios años, en los que el autoconsumo en España se ha visto frenado en gran parte por el contexto regulatorio desfavorable. En 2019, el número de instalaciones realizadas ha experimentado un crecimiento significativo.

Las modificaciones que la normativa fotovoltaica ha experimentado en este último año han situado al autoconsumo fotovoltaico como uno de los pilares de la demanda energética, permitiendo que el consumidor asuma el papel de generador y otorgándole capacidad para comprar, genera, almacenar y vender energía eléctrica.

FIGURA 1: MAPA DEL NÚMERO DE LÍNEAS DE AYUDAS AL AUTOCONSUMO ABIERTAS EN 2018.



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de las convocatorias autonómicas.

Sin embargo, pese a que los bajos precios de la tecnología fotovoltaica permiten periodos de amortización y tasas de retorno muy atractivos, la inversión inicial puede suponer una barrera para aquellos usuarios que no dispongan de la solvencia necesaria. En estos casos, además de la financiación bancaria o de la propia compañía epecista, las líneas de apoyo estatales pueden ser de gran ayuda para afrontar el coste de la instalación.

Gran parte de estas líneas de fomento de la inversión en energías renovables se estructuran como ayudas a fondo perdido. El inconveniente de estas subvenciones es el riesgo de desvirtualización del mercado, sobre todo cuando se trata de tecnologías plenamente competitivas. Por este motivo, actualmente están cogiendo más fuerza las fórmulas tipo

bonificaciones o deducciones fiscales, que generan mucho interés y animan al mercado.

Subvenciones

Debido a la organización del Estado español, los fondos públicos destinados a las ayudas a las energías renovables normalmente son de carácter regional, con lo que son los distintos gobiernos autonómicos los que crean los programas de incentivos.

En líneas generales, la mayoría de las ayudas de las comunidades se apoyan en financiación del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), con lo que sus bases suelen ser similares, si bien es cierto que cada una tiene sus particularidades. A continuación, se muestra un resumen de las principales ayudas ofrecidas en las distintas co-

munidades para la promoción del autoconsumo fotovoltaico.

• Andalucía

La Junta de Andalucía, a través de la Agencia Andaluza de la Energía, ofrece distintas ayudas para el autoconsumo fotovoltaico. Entre ellas, las instalaciones en viviendas residenciales se ven afectadas por la línea de ayudas de Construcción Sostenible. Esta línea de ayudas ofrece un incentivo del 35% de la inversión en el caso general, un 40% si existe integración arquitectónica, y un 45% si existe integración y se autoconsume más del 70% de la energía¹.

Para instalaciones en empresas pequeñas y medianas, la línea de ayudas PYME Sostenible ofrece ayudas de entre el 25% y el 50% del coste de inversión en proyectos de autoconsumo².

• Aragón

Durante 2019, Aragón ha aprobado dos convocatorias de ayudas en las que eran subvencionables proyectos de autoconsumo fotovoltaico. Estas subvenciones se encuentran dentro de los planes de ayuda y subvenciones en materia energética del Gobierno de Aragón.

Una de ellas, cofinanciada por el fondo FEDER, abría la ventana del autoconsumo a todo tipo de beneficiarios (empresas, particulares, instituciones locales...) durante un mes (marzo-abril). La dotación económica de esta convocatoria superaba los 4,8 M€.³

La segunda línea, todavía abierta, se encuadra en el programa LEADER de Desarrollo Rural, por lo que se enfoca en el sector de las pymes. La cuantía total de esta convocatoria

asciende a los 14 M€ entre todas sus líneas de proyectos subvencionables⁴.

• Asturias

En 2019, Asturias aprobó ayudas para la promoción del uso de energías renovables y la utilización de biomasa como combustibles para la producción de energía térmica. Las ayudas están destinadas a empresas privadas, trabajadores autónomos, particulares, entidades sin ánimo de lucro y comunidades de propietarios. La cuantía económica asciende a las de 1 M€⁵.

• Islas Baleares

En las Islas Baleares, El Consell de Govern aprobó en 2019 una línea de ayudas para el fomento de instalaciones solares fotovoltaicas y microeólicas para particulares, pymes, asociaciones empresariales y entidades sin ánimo de lucro. Esta convocatoria pública de ayudas está cofinanciada al 50% con cargo al Programa Operativo FEDER 2014 – 2020 de las Illes Balears.

La cuantía de la subvención se establecía en un 50% del valor admisible de la inversión en el caso de personas físicas, las entidades sin ánimo de lucro y comunidades de propietarios. La convocatoria de subvenciones tuvo un valor de tres millones de Euros.⁶

• Islas Canarias

En las Islas Canarias se abrieron, en 2019, dos líneas de apoyo a la eficiencia energética y el uso de energías renovables, cofinanciadas con FEDER en el ámbito del Programa Operativo de Canarias. Ambas convocatorias se diferencian, principalmente, en el tipo de beneficiario, planteándose una para cabildos y

ayuntamientos⁷ y otra para empresas y edificios residenciales⁸.

• Cantabria

En el año 2019, se abrieron en Cantabria ayudas para la promoción de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética por valor de 1.5 M€, pudiendo obtener, tanto empresas como particulares, hasta un 40% de subvención sobre los costes de inversión de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico⁹.

• Castilla - La Mancha

En Castilla-La Mancha las ayudas al autoconsumo se han destina a Pymes, ayuntamientos, personas físicas y comunidades de propietarios, que pueden beneficiarse de subvenciones de hasta el 40% (siempre que no se supere el umbral máximo de 30.000€ por proyecto). El total del programa de mejora de la eficiencia energética y sostenibilidad tuvo un presupuesto para el año 2019 de 905.000€¹⁰.

• Castilla y León

Durante el año 2019, Castilla y León no tuvo ayudas públicas para actuaciones en materia de utilización de energías renovables.

• Cataluña

Las ayudas a la eficiencia energética en Pymes y grandes empresas del sector industrial, en las que se incluyen proyectos de energías renovables y empresas de servicios energéticos, ascendieron a los 8 M€ en la convocatoria de 2019. Las cuantías máximas de las ayudas fueron del 30% para grandes empresas, del 40% para medianas empresas y del 50% para pequeñas empresas¹¹.

7. Orden de 20 de diciembre de 2019

8. Orden de 23 de diciembre de 2019

9. Orden INN/13/2019

10. Resolución 29/03/2019

11. Resolución EMC/3239/2019

• Comunidad Valenciana

Para el año 2019, el Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) convocó ayudas específicas para el fomento de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica, para entidades públicas como empresas privadas¹². El importe máximo a la línea presupuestaria es de 1,4M€.

• Extremadura

En Extremadura, durante 2019, se aprobaron ayudas autonómicas de Plan de Vivienda de Extremadura, para mejorar la envolvente térmica para reducir su demanda energética de calefacción o refrigeración. La cuantía de la ayuda fue del 50% sobre el presupuesto protegido de mejora de la eficiencia energética y sostenibilidad, hasta un límite máximo de 2.000 €¹³.

• Galicia

El pasado año se publicaron las subvenciones para proyectos de equipos de aprovechamiento de energías renovable en las empresas de producción agrícola primaria. Los proyectos de energías renovables eléctricas tendrán una cuantía máxima de 1,12 M€¹⁴.

• La Rioja

En 2019, se aprobaron subvenciones destinadas al Programa de promoción de las energías renovables, el ahorro y eficiencia energética y la protección del medio ambiente en La Rioja.

De estas ayudas pudieron beneficiarse empresas y organizaciones públicas, semipúblicas y privadas, obteniendo subvenciones del 45% al 65% de la instalación en función del tamaño de la empresa. El importe del crédito asciende a 750.000 €¹⁵.

12. Resolución de 28 de enero de 2019

13. Decreto 17/2019

14. Resolución de 10 de enero de 2019

15. Resolución de 4 de junio de 2019

1. Línea de construcción sostenible

2. Línea de pyme sostenible

3. Orden EIE/263/201

4. Resolución 26 de marzo 2019

5. Resolución de 12 de marzo 2019

6. Resolución de 23 de diciembre de 2019

• **Comunidad de Madrid**

La Comunidad de Madrid abrió durante 2019 una línea de ayudas dirigidas a reducir la demanda energética, disminuir la factura energética de los usuarios e impulsar el desarrollo de una tecnología que utiliza la energía renovable, como la energía solar. La subvención está dirigida a personas físicas y/o jurídicas. La dotación presupuestaria para esta convocatoria fue de 500.000 €¹⁶.

• **Murcia**

En Murcia, se convocaron dos subvenciones destinadas al fomento del autoconsumo de energías renovables. La primera de las subvenciones se destinó a la instalación de energía solar fotovoltaica en viviendas conectadas y no conectadas a la red de distribución en la Comunidad Autónoma, con una cuantía de 300.000 €¹⁷.

La otra subvención aprobada por la Región de Murcia fue la destinada al fomento de la eficiencia energética y el uso de energías renovable por parte de las empresas. En este caso, la dotación presupuestaria fue mayor y ascendió a 1.5 M€¹⁸.

• **Navarra**

Navarra estableció en 2019 dos líneas de ayudas para entidades locales¹⁹ y entidades sin ánimo de lucro²⁰ en el ámbito de la eficiencia energética, la implementación de energías renovables y el impulso de la movilidad sostenible. La intensidad de la subvención se establece en un 50% en el caso de entidades locales y en un 30% en la línea dirigida a entidades sin ánimo de lucro.

16. Resolución de 19 de marzo de 2019
 17. Orden de 18 de marzo de 2019
 18. Orden de 1 de abril de 2019
 19. Resolución 61E/2019, de 2 de mayo
 20. Resolución 63E/2019, de 9 de mayo

• **País Vasco**

En 2019, se aprobó en el País Vasco una convocatoria de ayudas a inversiones en instalaciones de energías renovables para la producción de energía eléctrica. La cobertura económica asciende a 1,1 M€, según el correspondiente crédito establecido al efecto en los presupuestos del Ente Vasco de la Energía [EVE]²¹.

Durante la primera mitad de 2019, también se han abierto líneas de promoción del autoconsumo en prácticamente la totalidad de las CC. AA., lo que sugiere que, a corto plazo, este sistema de promoción del autoconsumo va a seguir vigente.

Bonificaciones fiscales

Las bonificaciones fiscales, en contraposición a las subvenciones, son generalmente de carácter municipal, lo que hace muy compleja su búsqueda y compilación, ya que habría que consultar individualmente los 8.131 municipios existentes.

Sin embargo, tras analizar más de 100 municipios de las 17 CC. AA., podemos extraer información de la tipología de impuestos en los que se aplican dichas bonificaciones y de la intensidad de las mismas.

Los impuestos en los que se aplican bonificaciones a las instalaciones de autoconsumo de manera más recurrente son el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI).

21. Resolución de 29 de abril de 2019

| Impuesto bonificable | Intensidad típica de la bonificación | Intensidad mínima de la bonificación | Intensidad máxima de la bonificación | Probabilidad de bonificación |
|----------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------|
| ICIO | 95% | 5% | 95% | 69% |
| IBI | 50% - 3 años | 25% - 1 año | 50% - 10 años | 53% |

La bonificación del ICIO, la más frecuente, llega a cubrir en muchas ocasiones la práctica totalidad de la cuantía del impuesto, a pagar de manera previa a la realización de la instalación.

Por su lado, la bonificación del IBI, al tratarse de un impuesto anual sobre los inmuebles, viene generalmente definido por el porcentaje de la deducción (habitualmente entre el 25% y el 50%) y por el periodo en el que ésta será de aplicación (entre 1 y 5 años en la mayoría de los casos). En el supuesto de que este periodo no se especifique, se entiende que el propietario del inmueble podrá acogerse a ella año tras año, mientras la instalación siga reuniendo los requisitos solicitados y la bonificación continúe estando presente en las ordenanzas fiscales del municipio.

Además, hay que tener en consideración, que muchas de estas bonificaciones están sujetas al cumplimiento de determinadas características por parte de las instalaciones fotovoltaicas – potencia mínima instalada por superficie construida o cobertura mínima de la demanda – y por parte del inmueble – uso del mismo o valor catastral-.

Además de a través de estos impuestos, la promoción de la fotovoltaica para autoconsumo se canaliza en algunos municipios por medio de bonificaciones en el Impuesto de Actividad Económica, dirigidas, por tanto, al

segmento empresarial. Este es el caso de Guadalajara, por ejemplo, con una intensidad de la deducción del 50%.

Del mismo modo, se pueden encontrar bonificaciones por inversiones en instalaciones de energías renovables en el Impuesto de Sociedades (IS), como en la Comunidad Foral de Navarra.

4.8.

Las comunidades ciudadanas de energía

La Directiva [UE] 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, crea una nueva figura o actor de extraordinario interés para nuestro sector eléctrico, con importantísima incidencia en el ámbito de la generación y participación social que ha venido defendiendo ANPIER desde sus inicios: **la comunidad ciudadana de energía**.

La define como aquella entidad que:

- Se basa en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas;
- Cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera, y
- Participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios.

En un primer momento, esta figura se identificó como un fenómeno de expansión local, probablemente por su cercanía con la figura reflejada en la Directiva de Renovables de las Comunidades de generación, que se ubican alrededor de una instalación renovable en concreto. Sin embargo, la definición legal fue evolucionando hacia una interpretación mucho más expansiva, tanto por la dificultad de conceptualizar la “localidad” en los diferentes ámbitos europeos, como por el continuo avance tecnológico que, en la actualidad, permite llevar el concepto de “comunidad” a entornos virtuales más allá de los territoriales.

En los diferentes países europeos, se está avanzando en el desarrollo regulatorio de las comunidades ciudadanas. En España, como primeros pasos, el IDAE ha publicado una guía de estudio en que las ha definido como una nueva figura en la cadena de valor socio-económico del sector energético y un nuevo actor en el gran abanico del escenario de la transición energética, facilitando la participación proactiva de los amplios sectores de la sociedad sobre la cadena de valor de la energía, siempre desde una posición local en cuanto al territorio donde operan y en cuanto al beneficio socio-económico que generan¹.

¹ *Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales.* <https://www.idae.es/publicaciones/guia-para-el-desarrollo-de-instrumentos-de-fomento-de-comunidades-energeticas-locales>

En legislaciones de otros Estados comunitarios, como Polonia, Alemania, Portugal o Grecia nos encontramos con regulaciones que ya han avanzado un poco más en el desarrollo de la figura. Todas ellas, circunscriben a las comunidades alrededor de un hecho muy relevante: **la gestión y el control de la misma tiene que estar exclusivamente en manos de personas físicas, de pequeñas o medianas empresas, de cooperativas, de entes locales, o de otras entidades semejantes**. La idea básica la muestra en título del capítulo de la Directiva que engloba esta figura: Empoderamiento y protección del consumidor.

Para entender bien esta realidad, es preciso recordar, por un lado, que la Directiva de mercado pertenece al conocido como Clean energy package, que pretende legislar la regulación energética desde el entendimiento de que la transición energética se entenderá mucho mejor si los protagonistas son los ciudadanos.

Si tuviésemos que dar una definición más integral de las comunidades ciudadanas de energía, podríamos definir las como aquellos colectivos abiertos, organizados de forma voluntaria y participativa alrededor de la utilización de alguna actividad energética o recurso de generación renovable, agregación, distribución, almacenamiento, consumo u otros semejantes, bajo el control efectivo de un órgano formado por personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, de pequeña dimensión, con el objetivo fundamental de obtener beneficios ambientales, económicos o sociales a sus miembros y fomentar la participación activa de los usuarios en la gestión de la energía.

Las oportunidades para la generación social son extraordinarias con esta figura, dándole una profundidad mucho más allá de lo que hasta ahora podíamos comprender. En una

situación en la que los proyectos socializados por pequeños operadores, cada vez se encuentran más desplazados por las grandes plantas de generación, con las que la economía de escala hace cada vez más difícil competir, surgen cientos de oportunidades para plantas de menor dimensión en manos de colectivos sociales, cercanos a puntos de consumo, donde la figura del autoconsumo colectivo va a cobrar inusitados bríos.

Esta realidad permitirá nuevamente la participación masiva de usuarios en proyectos en los que se sumen de forma colectiva ya no solo por la generación de la electricidad que consuman, sino por la oportunidad de gestionar de forma agregada sus consumos o incluso su disponibilidad de interactuar con los almacenamientos que en el futuro cada uno pueda poseer en sus vehículos eléctricos, e incluso organizar de forma agrupada [interna o externa] procesos de comercialización o incluso distribución.

Sin duda un nuevo mundo que está por descubrir, pero que permite al ciudadano participar de forma activa en la realidad de la actividad energética, más allá de para pagar sus facturas a final de mes.

Esperamos que muchos de esos nuevos productores se sumen en el futuro a la masa social de ANPIER, al objeto de seguir siendo los referentes nacionales de la participación social en la energía.



5

**Anpier, una asociación
comprometida con la
generación renovable
y social**

5.1.

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 Socie-

dad, 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. 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.

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.

Sede

Agustín de Betancourt, 17 - 8ª Planta
28003 Madrid

Teléfono: 91 133 68 77

Mail: info@anpier.org

www.anpier.org

 CanalANPIER

 Anpier

 @ANPIER_Asoc

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.

Junta directiva



Presidente
Miguel Ángel
Martínez-Aroca



Vicepresidente
Juan Antonio
Cabrero



Secretario
Juan Castro-Gil
Amigo



Tesorero
Lluís Calatayud
i Pla



Extremadura:
Juan José López
Vivas



Galicia:
Antonio
Cordoní Porto



Islas Baleares:
José Francisco
Vallcaneras



La Rioja:
Jorge García
Domínguez

Vocales



Jorge Edo
Albácar



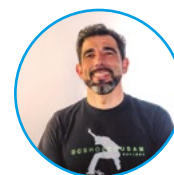
Francisco Pérez
Abiétar



Manuel Pérez
Más



Francesc Selga
Calvet



Madrid:
Jorge Puebla
García



Navarra:
Juan Antonio
Cabrero



País vasco:
Julián Lana
Iturmendi



Murcia:
Santiago
Martínez

Delegados territoriales



Andalucía:
Miguel Carra
Vilar



Aragón:
Jorge Edo
Albácar



Asturias:
Fernando de la
Hoz Elices



Cantabria:
Alberto Javier
Cuartas Galván



Director
Rafael Barrera
Morcillo



Dto. de Administración:
María José Urbaneja



Dto. de Comunicación:
Sara Molina



Asesor jurídico:
Juan Castro-Gil
Amigo

Equipo



Castilla y León:
Alberto Nieto
Vivas



Castilla-La Mancha:
Francisco Pérez
Abiétar



Cataluña:
Albert Mases
Pelegrí



Comunidad Valenciana:
Lluís Calatayud



Dto. Audiovisual:
Ignacio del
Pozo



Dto. Ingeniería:
Miguel Martínez
Tomás



Asesor fiscal
Fernando
Berenguer



Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

El futuro renovable en tus manos.