



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

Anuario Fotovoltaico 2021

ÍNDICE

ANUARIO
FOTOVOLTAICO
2021

CONTENIDOS

		PÁGINA
CAPÍTULO 1	1. INTRODUCCIÓN	6
1.1	Artículo de Miguel Ángel Martínez-Aroca - Presidente de Anpier	8
1.2	Artículo de Kadri Simson - Comisaria europea de Energía	12
1.3	Artículo de María Concepción Sánchez Pérez - Directora de Desarrollo del Sistema en REE	14
1.4	Artículo de Juan Virgilio Márquez López - Foro para la Electrificación	16
1.5	Artículo de José Luis Roca, Presidente de CONPYMES	18
1.6	Artículo Fernando Ferrando - Presidente de la Fundación Renovables	20
1.7	Artículo de Ramón Tamames - Catedrático de Estructura Económica	22
1.8	Artículo de Javier García Brea - Ex Director IDEA	24
CAPÍTULO 2	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL	26
2.1	Cambio Climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos internacionales	28
2.2	Derechos de emisión de CO ₂	32
2.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada.	36
2.4	Principales mercados fotovoltaicos internacionales	40
2.5	Perspectivas internacionales para 2021	44
2.6	Evolución de los componentes de un sistema fotovoltaico	50
CAPÍTULO 3	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO	54
3.1	Potencia total instalada en Europa	56
3.2	Directivas Europeas de apoyo a las renovables	60
3.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada en Europa.	68
CAPÍTULO 4	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL ESTATAL	70
4.1	La regulación sectorial como factor clave en el desarrollo de la fotovoltaica	72
4.2	PNIEC	82
4.3	Novedades 2020	88
4.4	Nuevos parámetros retributivos 2020-2022	92
4.5	Funcionamiento del mercado eléctrico español	94
4.6	Análisis del sector eléctrico español desde el punto de vista técnico	100
4.6.1	Nuevo procedimiento solicitud acceso y conexión	108
4.7	Mercado eléctrico español	116
4.8	Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección de energía al sistema eléctrico nacional	120
4.9	Autoconsumo	126
4.10	Las comunidades ciudadanas de energía	156
4.11	Modelos de subastas: grandes parques vs pequeños	160
CAPÍTULO 5	5.1 Anpier. Una Asociación Comprometida con la Generación Renovable y social	164

INTRODUCCIÓN



1



El legado fotovoltaico debe socializarse

España, la Unión Europea, la comunidad internacional en su conjunto está atravesando un momento crítico en la perentoria y trascendental transición energética que debemos culminar sin más demoras.

MIGUEL ÁNGEL
MARTINEZ-ARCA
PRESIDENTE DE ANPIER



Desde mediados de 2021, los precios de las energías -electricidad, gas y derivados del petróleo- han emprendido una escalada que parece no tener fin. Sin embargo, no estamos inmersos en un escenario de escasez de recursos energéticos, más bien todo lo contrario, nos encontramos con una coyuntura de crisis motivada por la confluencia de factores geoestratégicos, regulato-

rios y especulativos, cuyas consecuencias soportan Estados, empresas y ciudadanos.

De los tres factores mencionados, seríamos capaces de identificar algunas relaciones causa-efecto que puedan explicar tensiones regionales por el Este y por el Sur de Europa, que están elevando -y precisamente en invierno- el precio del gas; y también es sencillo intuir la existencia de prácticas concertadas entre países produc-

tores de petróleo, que procuran maximizar sus ingresos. Curiosamente estamos a merced de dos productos que no tendrán sitio en Europa llegados a 2050 y que, por lo tanto, dejarán de desequilibrar la balanza comercial de nuestro país y de nuestro continente, al tiempo que dejarán de servir como argumentos de presión para quienes cuentan con reservas abundantes de gas y petróleo, lo cual actuará en sentido negativo para los Estados y empresas proveedoras, que perderán sus descomunales ingresos y buena parte de sus capacidades para influir en las decisiones de terceros países.

Las renovables han transformado el mundo, singularmente las tecnologías eólica y fotovoltaica. Ahora tenemos la posibilidad de disfrutar de energía limpia, autóctona e inagotable que, en los lugares

en los que se cuenta con abundante viento y un número extraordinario de horas de sol, como es el caso de España, supondrá una independencia geoestratégica y unas ventajas competitivas para sus empresas, que tendrán su proyección inmediata en el bienestar de sus ciudadanos, que de la necesidad de descarbonizar sus economías habrán podido alcanzar la virtud de encontrar un importante progreso.

Si a las reservas de gas y petróleo añadimos la potencia instalada en el planeta de las diferentes tecnologías de generación renovable, llegaremos a la conclusión de que jamás en la historia tuvimos tanto potencial de producción energética por habitante. La transición ecológica supone la necesidad de solapar ambos modelos, el que se extingue y el que se expande y, en este contexto de transformación, como en toda crisis o transición, surgen

especuladores y ventajistas: Estados que quieren sacar el mejor de los partidos a sus activos en declive para obtener ventajas geopolíticas, y empresas que tratan de obtener la mayor ganancia posible: unas desde el viejo modelo fósil, otras con el nuevo escenario renovable, y algunas aprovechando las inevitables disfunciones o ineficiencias regulatorias propias de estos periodos de cambio acelerado.

El sistema de precios por tonelada de CO₂ emitida, que afecta notablemente a las empresas que se dedican a la generación de energía, ha sido utilizado para especular por parte de algunas mercantiles, que se han lucrado sin esfuerzo ni riesgo de este mecanismo, encareciendo con ello de forma artificial el precio de nuestro

MWh. Al mismo tiempo, otras empresas se han visto beneficiadas, y se bien que se han aprovechado de ello, de las ineficiencias que aparecidas en el sistema marginalista de asignación de precios en el mercado mayorista de la electricidad al incorporarse en el precio el coste del CO₂ que deben soportar el gas, poniendo en cuestión si este sistema de casación de precios entre la oferta y la demanda de

energía eléctrica sufre unas insuficien-

cias que quizá debieron corregirse hace ya muchos años.

La regulación -fiscalidad aparte- es otro factor que altera el precio final de la energía, singularmente el de la eléctrica. Pero las normas no solamente determinan precio, sino también acota quienes pueden ser los beneficiarios de la actividad de producción de energías. El eléctrico es un mercado regulado, que históricamente ha quedado reservado a un número reducido de operadores. Tradicionalmente, las adjudicaciones, concesiones de

“Si a las reservas de gas y petróleo añadimos la potencia instalada en el planeta de tecnologías de generación renovable, llegaremos a la conclusión de que jamás tuvimos tanto potencial de producción energética”

explotación o autorizaciones de acceso a recursos naturales han estado ocultos a la sociedad y blindados por una complejidad normativa, que ha actuado como barrera insalvable de entrada a otros operadores.

En este sentido, desde Anpier pedimos que el cambio de paradigma energético sirva para romper con esta tendencia histórica de favorecer los intereses de unas pocas empresas con tendencias oligopolistas, y permita abrir el mercado eléctrico a la sociedad en general y a las pymes en particular. La modularidad que ofrece la fotovoltaica y su sencillez tecnológica permiten devolver al ciudadano la posibilidad de gestionar su propia energía -como desde la noche de los tiempos han hecho los seres humanos -con el viento, la fuerza del agua y la biomasa- o participar del mercado eléctrico suministrando a través de las redes de distribución. En este punto, la única barrera es regulatoria y nuestra organización no solo promueve esta transformación en la propiedad para retener riqueza en los territorios, sino que ha realizado diversas aportaciones para favorecer la materialización de esta gran oportunidad.

Primer obstáculo

El primer gran obstáculo es la limitación que nos encontramos para acceder a redes, el oscurantismo que ha dominado esta cuestión desde que aparecieron las fuentes de producción renovable: el ciudadano y sus pymes nunca han sabido dónde había posibilidad de evacuación a las redes de distribución y transporte que con nuestras facturas de la luz sostenemos, y cuando ha sido obligada la transparencia -hace tan solo unos pocos meses- hemos comprobado que ya no quedaba apenas evacuación en los nudos, lo cual no nos ha sorprendido, acostumbrados ya al ventajismo de quienes se consideran dueños de todo lo relacionado con la producción eléctrica y a las “compasivas” leyes que han venido disfrutando.

Es preciso recordar que distribuir la propiedad de las instalaciones fotovoltaicas, al menos una parte de la potencia que se precisa instalar en España, no solo fija

riqueza en el territorio, sino que aportan ventajas al sistema eléctrico y a los propios consumidores. Los parques de gran tamaño son más rentables, para sus propietarios, porque se benefician de las economías de escala en instalación, operación y mantenimiento; pero estos macro parques son menos ventajosos para las economías y los entornos locales, dado que han de transportar la enorme producción que generan -puesto que no se puede consumir tanto volumen en proximidad-, lo cual supone pérdidas de energía y costes añadidos, que se han de soportar a través de la factura de la luz.

Sin que seamos contrarios a que se instalen los macro parques que sean realmente precisos para garantizar la transición energética y en las localizaciones más oportunas, con un esquema de parques pequeños en redes de tensión inferior a 36 kV no aumentaría el coste de distribución de la nueva energía renovable que se incorpora al sistema, ni se produciría, por innecesario, su transporte a grandes distancias, que ha de realizarse a través de las redes de alta tensión de Red Eléctrica Española, con lo que también sería prescindible elevar a través de transformadores la tensión de la energía que se produce.

La fotovoltaica es una tecnología que, por sus características, ofrece mayores ventajas cuando los puntos de generación están próximos a los de consumo. Con parques de potencial igual o menores a 3 MW las pérdidas de energía que se producen desde la generación al consumo se minimizan, y los costes del sistema eléctrico y la factura de la luz se reducen. Por todo ello, consideramos que estas redes de distribución de hasta 36 kV, que suministran un 75% del consumo total y tan solo conectan un 9% de la generación total, deberían reservar la totalidad de su capacidad de conexión a instalaciones de potencia inferior o igual a 3 MW, que ocupan menos de cinco hectáreas.

Para potencias muy pequeñas hay que articular procedimientos ágiles y simplificados. Por eso, nos parece esencial otorgar un procedimiento abreviado para las instalaciones de potencia igual o menor a 1 MW que conec-



ten en redes de distribución de hasta 36 kV, de tal forma que a estas plantas no les sean de aplicación las actuales reglas de limitación de capacidad de nudos y subestaciones, habida cuenta de que estas instalaciones no afectan a los nudos de evacuación, dado que la energía producida por ellas se absorbe íntegramente en proximidad.

La Unión Europea pretende con su nuevo marco normativo energético colocar al ciudadano en el centro de la transición energética. Esta declaración de intenciones ha de plasmarse, para ser sincera y efectiva, en los marcos normativos estatales. Si el discurso no llega a ser norma, no realizaremos una transición realmente social y justa. Sin acceso a las redes por parte de las pequeñas iniciativas, todo quedará en papel mojado y se cuestionará la sinceridad de los planteamientos.

Escaso plazo para presentar proyectos

Con lo expuesto podremos comprender buena parte de los motivos que hicieron fracasar el contingente de 300 MW que el Ministerio para la Transición Ecológica reservó en la última subasta para pequeñas instalaciones de potencia igual o menor de 5 MW. Aunque se agregaron otros factores, como el escaso plazo para presentar proyectos, la falta de campañas de información que animen a las pequeñas pymes a invertir en este mercado o el precio de corte, que no llegaba a los umbrales de rentabilidad para estos proyectos. El intento del Ministerio ha sido loable y las medidas para evitar que, nuevamente, los grandes se “disfracen” de pequeños para acceder a unas condiciones que no les corresponde, también han sido un ejercicio digno de alabanza; pero es necesario reformular el planteamiento para las próximas subastas con un precio algo superior, mayor plazo entre el anuncio de subasta y su

celebración, unas adecuadas campañas de información y, por supuesto, unos mecanismos que permitan el acceso y la conexión a las redes de estos proyectos.

Por otra parte, siendo el autoconsumo fotovoltaico una solución óptima y deseable, no aprovecharemos todo el potencial que nos ofrece la fotovoltaica para maximizar la ambición de socializar la transición energética si no se facilita la entrada al mercado a las pymes. El autoconsumo es ahorro y la generación de energía eléctrica para venta son ingresos, no debe priorizarse una y negarse la otra, no es coherente ofrecer generosas líneas de ayudas para el autoconsumo y no facilitar a nuestras pymes la posibilidad de comercializar producción de electricidad, negocio que se está entregando a los grandes desarrollos que emprenden multinacionales con capital foráneo, entre otras cosas porque el autoconsumo es y será una pequeña parte del consumo de energía eléctrica, mientras que el suministro a través de las redes es y será la parte fundamental del mercado eléctrico.

El ciudadano será el “centro de la transición energética”, como pregonan la administración estatal y comunitaria, cuando tenga, ya no solo un adecuado acceso al autoconsumo, sino también a la venta de energía si lo desea, o a no implicarse en ninguna de estas actividades y disfrutar de un suministro descarbonizado, universal y a precios razonables. La transición energética será justa si se abre con toda sinceridad a la sociedad y cuando se salde la deuda pendiente con las 65.000 familias españolas que fueron llamadas por el Estado para que, con sus ahorros y desvelos, dieran el primero de los pasos en esta dirección: estar en el centro de la transformación energética; pero que, como premio, fueron mediáticamente estigmatizados y económicamente castigados. ■

La constante lucha contra el Cambio Climático

“Desde el momento en que Ursula von der Leyen asumió la Comisión, la lucha contra el cambio climático ha sido el pilar central de nuestro trabajo”.



Con el lanzamiento del Pacto Verde Europeo, aumentamos nuestra ambición y nos comprometimos a ser climáticamente neutrales para 2050. Al hacer esto, Europa no solo será el primer continente en lograr emisiones netas cero, sino que también puede inspirar a otros a seguir sus pasos.

KADRI SIMSON
**Comisaria Europea de
Energía en la Comisión**

Dos semanas después del mandato, publicamos una hoja de ruta sobre cómo pretendíamos hacerlo. Claramente, el aumento de las energías renovables, incluida la energía solar, y las mejoras en la eficiencia

energética serán fundamentales para los esfuerzos de nuestro sector. Pero el Pacto Verde va más allá, cubre todos los aspectos de la política, desde la energía hasta el transporte, desde la salud hasta los impuestos, desde la educación hasta la defensa, y los guía a todos hacia la misma dirección más ecológica.

El año pasado, la Comisión adoptó varios planes importantes para lograr nuestras ambiciones en el sector energético. Estos incluyeron estrategias para la integración del sistema de energía y el hidrógeno, la ola de renovación y una estrategia específica de energía renovable en alta mar, todas las cuales tienen un vínculo con la energía solar.

Cuando el mundo se vio afectado por la pandemia de COVID-19, la UE respondió elaborando un paquete fiscal sin precedentes para ayudar a la recuperación, denominado Plan Europeo "Next Generation". Estaba claro que la transición a las energías limpias impulsaría recuperación y que los objetivos del Pacto Verde Europeo deberían servir como fuerza impulsora para la resiliencia y el crecimiento.

Los planes de recuperación preparados por los Estados miembros incorporan un fuerte enfoque en la recuperación verde, con al menos el 37% de los fondos destinados a reformas e inversiones relacionadas con el clima. Una gran parte de esto se traducirá en inversiones relevantes para la energía, presentadas en iniciativas emblemáticas. Dos de ellos son especialmente interesantes para las inversiones solares: los buques insignia de "potenciar" y "renovar". Valdrá la pena vigilarlos en los próximos doce meses.

En abril, el Consejo y el Parlamento Europeo alcanzaron un acuerdo sobre la nueva Ley Climática Europea, confirmando el objetivo de cero emisiones netas para 2050 y nuestra ambición a medio plazo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 55% para 2030.

Ahora que este marco está integrado en la legislación de la UE, la Comisión presentará un paquete completo de propuestas legislativas a mediados de julio para alinear nuestras normas con este objetivo a medio plazo. Este paquete cubrirá el comercio de emisiones, el esfuerzo compartido, el uso de la tierra, el transporte, el comercio, los impuestos y la ener-

gía, incluidas las revisiones de las directivas de energía renovable y eficiencia energética.

En las energías renovables, para una reducción del 55% en las emisiones de gases de efecto invernadero, la proporción de energía renovable debería estar entre el 38% y el 40% para 2030. La energía solar definitivamente jugará un papel importante aquí y será

necesario ampliar el sector solar.

Según nuestra evaluación para el Plan de objetivos climáticos, el despliegue solar debe ser más del doble para 2030 en comparación con hoy y luego triplicarse para 2050, si queremos ser climáticamente neutrales.

A medida que salgamos de la pandemia, la transición a las energías limpias será más importante que nunca. Espero que ustedes también se sientan en condiciones de afrontar el desafío que tienen por delante. ■

**"A medida
que salgamos de la
pandemia, la transición a las
energías limpias será más
importante que nunca. Espero
que ustedes también se sientan
en condiciones de afrontar el
desafío"**

La ruta de la transición energética

“Para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones del sistema energético en su conjunto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece como meta para 2030 alcanzar el 74% de participación de las energías renovables”



CONCHA SÁNCHEZ

**DIRECCIÓN DE DESARROLLO
DEL SISTEMA DE RED
ELÉCTRICA ESPAÑOLA**

Para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones del sistema energético en su conjunto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece como meta para 2030 alcanzar el 74% de participación de las energías renovables en la generación de energía eléctrica de forma compatible con la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

El primer elemento clave para lograr este objetivo es el despliegue de la nueva generación renovable necesaria, que parece seguir el ritmo adecuado y a lo que también contribuirá el nuevo marco norma-

tivo de acceso y conexión que exige mayor firmeza a los proyectos con permisos de acceso y conexión.

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica constituye un segundo elemento clave, no sólo para permitir la conexión de la generación renovable sino para conseguir la integración de su producción y su transporte a los puntos de consumo.

En este sentido, la Orden TEC/212/2019 -que inició el proceso de elaboración de una nueva planificación de la red de transporte para el horizonte 2026- también estableció los principios para el diseño de la futura red: además de mantener la calidad y seguridad de suministro del sistema eléctrico, contempla el impulso de la integración de la generación eléctrica renovable, la supresión de las restricciones técnicas

estructurales de la red, el refuerzo de interconexiones internacionales y el avance en las conexiones eléctricas de los territorios no peninsulares.

La propuesta de planificación de la red de transporte para el horizonte 2026 sometida a consulta pública permitirá una participación estimada de la generación renovable en

la generación eléctrica del 68% y recoge un conjunto de actuaciones en las que la inversión en la red nacional se dedica en un 36% al refuerzo para la integración de generación renovable y supresión de restricciones técnicas y en un 27% al refuerzo de conexiones eléctricas de sistemas no peninsulares también imprescindibles para la transición energética de estos territorios.

Resulta, por tanto, urgente disponer de la nueva planificación de la red de transporte para iniciar su despliegue lo antes posible.

Por otro lado, el impulso a la integración de la generación renovable hace necesario que el sistema eléctrico siga contando con propiedades tradicionalmente provistas por centrales convencionales como los recursos para el control de tensión, inercia y potencia de cortocircuito. De esta manera, para asegurar su disponibilidad en el sistema será necesario contar con nuevos elementos de control, evolución tecnológica de la nueva generación y cambios normativos que regulen su prestación entre otros.

Además, y como ya apunta el PNIEC, debe asegurarse para el horizonte 2030 la instalación de almacenamiento adicional tanto en bombeo hidráulico como

en baterías, así como completar el refuerzo de la interconexión España – Francia para alcanzar 8 GW de capacidad de intercambio.

Recorrer con seguridad las primeras etapas de la ruta de la transición energética en la que los elementos clave están identificados es crucial y nos permitirá diseñar con garantías las etapas que tenemos por delante en

horizontes más alejados.

La descarbonización en 2050 requerirá nuevos elementos: despliegue de generación eólica marina y planificación de redes off-shore, integración de sectores energéticos existentes con el sistema eléctrico y la creación de nuevos vectores energéticos para la descarbonización de sectores con dificultades para su electrificación.

Hemos iniciado una gran ruta con un largo recorrido por delante y en la que todos estamos implicados. ■

**“Debe asegurarse
para el horizonte
2030 la instalación de
almacenamiento adicional tanto
en bombeo hidráulico como en
baterías, así como completar
el refuerzo de la interconexión
España – Francia”**

La electrificación de la economía, la columna vertebral de la recuperación económica y la descarbonización

“La apuesta de nuestro país por las energías renovables nació hace ya más de 20 años como un compromiso colectivo con una visión: la descarbonización, la competitividad económica y el liderazgo tecnológico”.



Si bien comenzó siendo la ilusión de unos pioneros, hoy en día dichos valores se han mantenido e incluso reforzado, demostrando que fue una apuesta acertada. En paralelo, la consolidación y mejora continua en las infraestructuras de la red eléctrica han conseguido, gracias a la tecnología empleada y su diseño de despliegue, hacer llegar la energía eléctrica a cualquier lugar del territorio con una calidad de servicio que es referencia internacional.

Desde entonces, alrededor de la electricidad verde se han desarrollado sectores económicos e industriales de primer orden mundial; se ha creado una cadena de valor de la electricidad con sello “made in Spain”, que exporta

JUAN VIRGILIO MÁRQUEZ
PORTAVOZ DEL FORO PARA LA
ELECTRIFICACIÓN

conocimiento y productos a nivel global. Todo ello hace de España el mejor escenario para aprovechar los beneficios que la electrificación trae consigo para la sociedad.

Estos esfuerzos realizados por todos los componentes de la cadena de valor eléctrica para llegar nos permiten disfrutar como sociedad de numerosos beneficios en diversos ámbitos: climáticos, económicos, sociales, tecnológicos, de vertebración territorial, etc.

Unos beneficios que se multiplicarán con el incremento de la generación de electricidad para el año 2030 que se estima en más de 346.000 GWh - según datos del PNIEC - frente a los 250.387 GWh generados en 2020 - según datos de REE. Teniendo en consideración que la generación de electricidad sufrió el pasado año un decremento del 4% infe-

rior respecto a 2019, fruto principalmente de la crisis sanitaria y su impacto en la actividad económica del país, podemos afirmar que, tomando como base un año normal como pudo ser 2019, la electricidad crecerá más de un 33% en 2030.

Adicionalmente, no sólo se electrificará la economía en un 33% más, sino que el 74% de la energía eléctrica consumida deberá ser renovable. En 2020 ese porcentaje fue del 43,6% y a pesar de que se trata de la mayor participación de las tecnologías renovables en el mix de generación en España desde que se tienen registros - lo que nos indica que vamos por el buen camino - es evidente que todavía queda mucho por hacer. Siguen siendo necesarios más esfuerzos para cumplir con los objetivos con los que nos hemos comprometido como nación y como continente, y esos esfuerzos deben ser constantes año a año.

2020 fue un año muy intenso y complejo en lo personal, social y económico para todos. Un año en el que la electricidad y el sector eléctrico se puso más en valor como suministro esencial para la sociedad. La electricidad y su industria, junto con la conectividad fueron dos de las principales características de la resiliencia de nuestra economía. De ahí la importancia en seguir confiando en ellas para abordar la transición energética y la recuperación económica. La electrificación de la economía es una condición necesaria para lograr la descarbonización de la sociedad y apostar por las tecnologías eléctricas renovables y la digitalización de sus redes nos aporta fortalezas para consolidar

sectores de actividad de presente y futuro.

2020 fue un año de consolidación y punto de inflexión positivo para el Foro para la Electrificación. Avanzamos y estructuramos nuestra gobernanza y dimos el impulso cualitativo y cuantitativo que era necesario para llegar a la sociedad con la potencia que nuestros mensajes se merecen.

El Foro para la Electrificación es el punto de encuentro para todos aquellos - personas, empresas, instituciones, asociaciones, etc. - que creemos en la electrificación como principal vector de avance hacia la descarbonización y la mejor herramienta de competitividad para nuestra economía. Está abierto a todos ya que cualquiera puede sumarse a la responsabilidad compartida de obtener una sociedad que mire al futuro, fuerte, moderna y respetuosa con el medioambiente. En definitiva, más electricidad, más vida. ■

**“Estamos
abiertos a todos ya que
cualquiera puede sumarse
a la responsabilidad
compartida de obtener una
sociedad que mire al futuro,
fuerte, moderna y respetuosa
con el medioambiente”**

Un nuevo capitalismo inclusivo liderado por pymes y autónomos

“Para CONPYMES, la organización empresarial de Pymes y Autónomos y Autónomas, la actual recesión económica no sería consecuencia de la crisis de Salud Pública desatada por el Covid-19, sino que el virus, actuando a modo de “Cisne Negro” habría contribuido a explicitar dos gravísimos problemas de las economías avanzadas”.

JOSÉ LUIS ROCA
Presidente de CONPYMES



La falta de productividad y el excesivo endeudamiento privado y público son los dos gravísimos problemas que una aberrante política monetaria de los Bancos Centrales mundiales, iniciada en 2014, con una reducción de tipos de interés y expansión de balances, habría mantenido oculta desde 2008.

CONPYMES, de la que Anpier es miembro fundador y muy relevante por su activa implicación y de la que tengo el honor de presidir, nació a lo largo de 2016 con un claro objetivo: la defensa de las pymes y autónomos y autóno-

mas, desde la necesidad de un cambio del actual modelo capitalista neoclásico, rentista y extractivo por un capitalismo inclusivo basado en:

- La oposición, tanto del capitalismo neoclásico - financiero, clientelar, rentista y extractivo, de rentas excesivas, como al anticapitalismo ideológico.
- Una economía de mercado social, comprometida con su entorno, basada en la igualdad de oportunidades y no en el igualitarismo y en la eliminación de posiciones de dominio de mercado.

- Un crecimiento económico sostenible y justo para todas las empresas, frente a los intereses establecidos por un capitalismo neoclásico, favorecedor de superstars firms, oligopolios y monopolios cuyas rentas excesivas incrementan los costes de producción de las Pymes.
- El impulso de la competencia, esencia del libre mercado.
- La contribución de la redistribución de rentas entre la población de modo ex-ante, que apuesta por la formación justa de precios, y no solo de la tradicionalmente utilizada forma ex-post, a través de vías impositivas y ayudas públicas, favoreciendo la mejora de la productividad y el incremento del potencial de crecimiento, ayudando con ello al interés general de la sociedad con la mejora del nivel de vida de la ciudadanía, así como la consecución de un beneficio justo por parte de Pymes y autónomos, esencia de toda actividad empresarial.
- Lo más importante, que otorgue a Pymes y autónomos el papel principal que les corresponde.

Este capitalismo inclusivo, incluso antes de la llegada de CONPYMES y aunque no se hubiera acuñado como tal, ya era defendido por Anpier en el mundo de la generación fotovoltaica, y actualmente tendría en este sector su expresión máxima en los principios defendidos por Anpier y asumidos como suyos por CONPYMES:

1. Apoyo a un modelo de parques fotovoltaicos más distribuido similar al imperante en el resto de la

UE, en el que se limite la dimensión y se ordene la localización de los mismos, evitando con ello un quebranto del territorio y para el ciudadano, así como el ahorro en la generación con la pérdida en el transporte que suponen los macroparques.

2. Freno, entre otros instrumentos a través de la modificación del actual sistema de subasta de generación renovable, de la especulación de grandes fondos de inversión que, aprovechando las debilidades de las administraciones públicas y la falta de

información de la ciudadanía, estaría saturando las redes y los puntos de evacuación que son sostenidos con las facturas de luz de los usuarios

Por ello el apoyo de CONPYMES a la campaña mediática de Anpier de que las multinacionales, beneficiadas por una política monetaria expansiva y de bajos tipos de interés, expulsen a las pymes del mercado de generación de electricidad.

En este empeño por la defensa del capitalismo inclusivo, CONPYMES está convencido de estar situado a la cabeza de la innovación europea y mundial, ya que hasta la fecha ninguna otra organización empresarial de Pymes y autónomos habría identificado esa cuestión como esencial.

Nuestra organización empresarial sería consciente de que su empeño iría más allá de las fronteras nacionales y para tener alguna posibilidad de éxito debería convertirse en un movimiento supraestatal y de ahí que aspirara a que en su relación con SME United, organización europea de patronales de Pymes y autónomos contribuyendo ello a crear un movimiento mundial de organizaciones empresariales de Pymes y autónomos. ■

**"En este
empeño por la defensa
del capitalismo inclusivo,
CONPYMES está convencido
de estar situado a la cabeza
de la innovación europea y
mundial"**

Invertir en renovables, una apuesta por la confianza

“Desde un punto de vista racional, nadie discute que **el futuro y el presente ya son renovables**. Esta aseveración es consecuencia no solo de los avances que se han producido, sino también de la conciencia y del compromiso de la sociedad en abandonar un modelo energético que no es sostenible ni para el medioambiente ni para nuestra salud”.



FERNANDO

FERRANDO VITALES

**Presidente de la Fundación
Renovables**

No sería justo que en este cambio de paradigma no se reconociera específicamente el valor de quienes creyeron en las renovables en el pasado, en sus inicios, cuando no habían alcanzado su madurez tecnológica y económica y las iniciativas suponían una apuesta a contraco-

riente de los que controlaban el sector energético. A pesar de ello, decidieron poner todo su esfuerzo, su tiempo y su dinero para demostrar que no era un error pensar que se podían hacer las cosas de distinta forma.

Las renovables se caracterizan por ser intensivas en capital, en inversiones en las que operativamente estamos sustituyendo el gasto y el riesgo de la volatilidad que introduce la utilización de los combustibles fósiles por el pago de intereses y la devolución de los compromisos de financiación ajena asumidos. **Este cambio de combustibles por intereses exige que la proyección del funcionamiento de las iniciativas sea a largo plazo, para**

lo que la estabilidad y la seguridad jurídica de la relación entre lo producido e ingresado debe tener un marco adecuado en el tiempo. Hoy podemos recordar como la financiación de proyectos renovables en España, antes de la crisis de 2008, venía definida por Ratios de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD) con

valores cercanos al 1,3, frente a los existentes en otros países, por ejemplo en Italia, donde superaban con creces el 2,3 por las incertidumbres que generaban los certificados verdes frente al feed-in tariff.

La situación en España cambió y la regulación garantista disponible hasta 2010 se modificó con efecto retroactivo. Una de las

consecuencias adicionales al quebranto económico de quiénes confiaron en los anuncios del Gobierno de España para atraer inversiones en renovables, **es que dejamos de ser un país atractivo y fiable para las inversiones porque se perdió la seguridad jurídica y la certeza de generación de ingresos exigible.**

La Unión Europea aprobó el Tratado sobre la Carta de la Energía en 1998 para proteger las inversiones de empresas europeas en países con un alto riesgo. Dicho tratado permite acudir a los órganos de arbitraje para recuperar el daño causado por la modificación de los

marcos regulatorios con los que se adoptó la decisión. Quién nos iba a decir que España acabaría siendo considerada como un país de alto riesgo y acumulando más de 50 demandas en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial por la modificación de la regulación y la pérdida de seguridad jurídica.

“Es necesario que las señales que le demos al mercado sean de continuidad en el mantenimiento de los objetivos y de los procedimientos legales”

Del pasado se debe aprender para no repetir los errores más adelante, sobre todo cuando el futuro recupera los modelos de inversión y, aunque la Directiva Europea de Renovables nos proteja frente a cambios retroactivos, **es necesario que las señales que le demos al mercado sean de continuidad en el mantenimiento de los objetivos y de los procedimientos legales.** ■

2020: Un año en la lucha, en España, contra el calentamiento global

En plena lucha contra el calentamiento global, y 2020 fue un año expresivo en ello. Con la aclaración de que en el planeta Tierra necesitamos algo de calor humano adicional, porque si no, no habría vida.

RAMÓN TAMAMES
Catedrático de Estructura
Económica
Cátedra Jean Monnet
de la UE
De la Real Academia
de Ciencias Morales y
Políticas



Lo que sucede en los exoplanetas detectados hasta ahora, cuyas temperaturas medias pueden caer a -20° y más, imposibilitando cualquier forma de vivencia.

Sobrepasar en dos grados los quince de media de los tiempos preindustriales del mundo puede

ser muy peligroso, porque cambiaría todo. Y si se llegara a un aumento de seis o siete grados, se acabaría la existencia tal como hoy la conocemos. El cambio climático obliga, pues, a una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), cambiando el modelo energético a cero

combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), para pasar a las energías renovables (eólica, fotovoltaica, maremotriz, biomasa, etc.).

En ese sentido, en 2020 cerraron siete de las once centrales termoeléctricas de carbón que todavía funcionaban en España. Un paso más en las previsiones de la transición ecológica, previstas a escala mundial y europea, por el Acuerdo de París de 2015. Y todo como final de una etapa de nuestra historia económica, la de una revolución industrial que llegó a España con retraso; y que, en parte, tuvo su energía principal en el carbón asturiano, donde a lo largo del siglo XIX y primera mitad del XX, se creó toda una industria minera, con un proletariado muy altivo, y a veces revolucionario. Allí nació, en el siglo XIX, el sindicalismo más contundente de UGT; y después surgieron las propias Comisiones Obreras, en la célebre mina de La Camocha, en 1955.

Señalemos además en torno al calentamiento global, que en 2020, en el Consejo de Ministros, el martes 19 de mayo, se aprobó el proyecto de Ley de Cambio Climático, para que España alcance la neutralidad de emisiones de GEI en 2050. En ese proyecto de Ley había 36 artículos, y cuatro objetivos principales:

- Antes de 2050, el sistema eléctrico de España tiene que ser 100 por 100 de energías renovables.

- Al finalizar 2030, el consumo final de energía será, en un 35 por 100 por lo menos, de origen renovable.
- En el sistema eléctrico, la parte renovable en 2030 deberá ser, como mínimo, de un 70 por 100.
- Con una serie de medidas, se reducirá el consumo de energía primaria en el 35 por 100, para 2030.

Al objeto de acompasar la introducción de renovables, y entre ellas la fotovoltaica, el

“El Gobierno desarrollará un nuevo marco retributivo; y se buscará la rehabilitación de edificios, con otras medidas que posibiliten en 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones de CO₂”

Gobierno desarrollará un nuevo marco retributivo; y se buscará la rehabilitación de edificios, con otras medidas que posibiliten en 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones de CO₂. Además, a partir de la entrada en vigor de la ley, no se otorgarán nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación

o concesiones de hidrocarburos en toda España. Y el “fracking”

será definitivamente prohibido.

Interesante el precepto de que en el sistema educativo español, se reforzará la labor de conocimiento del cambio del modelo energético. Y se creará un Comité de Expertos de Cambio Climático, de carácter independiente.

Nota bene: La Ley en cuestión llegó definitivamente al BOE en mayo de 2021, con una serie de modificaciones importantes, por las nuevas normas de la UE. ■

Por qué la fotovoltaica conquista el mundo

“En 2021 se espera que se instalen hasta 209 GW de fotovoltaica en el mundo. España instaló en 2020 más potencia fotovoltaica que en 2008, hasta 4.639 MW”.



JAVIER GARCÍA BREVA

**Experto en Modelos
Energéticos**

El 18 de abril de 2021 la energía solar batió en nuestro país el récord de generación al cubrir el 44,7% de la demanda instantánea con más de 11.000 MW en la red. En 2021 la fotovoltaica sin ayudas será la energía más barata y dominará la nueva capacidad mundial para electrificar la demanda en 2050

con más de 8.000 GW, cubriendo con almacenamiento hasta el 75% de la demanda de electricidad (Wood Mackenzie y U.T. de Lappeenranta).

El modelo 100% renovables de la Universidad de Stanford establece para España 100 GW de fotovoltaica de los que el 75% serían en tejados y autoconsumo. Por el contrario, la penetración actual del autoconsumo fotovoltaico en tan solo el 0,1% de los hogares españoles refleja la enorme desproporción entre la generación a gran escala y centralizada con respecto a la pequeña y distribuida.

Si la energía es un bien básico y universal, su gestión como actividad especulativa la aleja de la economía productiva y la acerca a la de los activos financieros o rentistas; sin embargo, la mayor cualidad de la energía solar fotovoltaica es su flexibilidad para aproximar la generación al consumo. La fotovoltaica alcanza la más alta eficiencia energética al convertir cada centro de consumo en un centro de generación, dotando al sistema eléctrico de capacidad flexible suficiente para ahorrar inversiones y costes con la energía más próxima, barata, limpia y eficiente.

Es el momento de preguntarse por el modelo de renovables que necesitamos. Alcanzar los objetivos de reducción de emisiones depende en mayor medida de la reducción de la demanda energética que de llenar el terri-

torio de renovables. La generación distribuida, como el autoconsumo fotovoltaico, es sobre todo ahorro de energía. El mix energético se ha de equilibrar con los recursos energéticos distribuidos y la gestión de la demanda.

Las sinergias entre el autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento, la recarga del vehículo eléctrico, las aplicaciones inteligentes y la agregación de la demanda constituyen la mejor oportunidad de recuperación verde de la economía y el empleo. Son los recursos energéticos distribuidos que deben incluirse en la

planificación y la regulación eléctrica como objetivos de flexibilidad del sistema energético, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y la Acción por el Clima.

Las directivas europeas representan la mejor apuesta por la generación distribuida y por convertir al consumidor en cliente activo al

reconocer su derecho a gene-

rar, almacenar, consumir y vender su propia energía renovable, participando en el mercado eléctrico a través de agregadores independientes. Las definiciones de autoconsumidor, comunidades de energías renovables, cliente activo, comunidades ciudadanas de energía, contador inteligente, agregación o del edificio de consumo casi nulo sitúan a la fotovoltaica en el lado de la demanda. ■

“Es el momento de preguntarse por el modelo de renovables que necesitamos. Alcanzar los objetivos de reducción de emisiones depende en mayor medida de la reducción de la demanda energética que de



ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL



2

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 celebrada en Río en 1992. Hasta la fecha ha sido ratificada por 195 países. Se inició como medio de colaboración de los países para limitar el aumento de la temperatura mundial y el cambio climático y hacer frente a sus consecuencias.

A mediados de los años 90, los firmantes de la CMNUCC se dieron cuenta de que hacían falta normas más estrictas para reducir las emisiones. En 1997, apro-

baron 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.



El mayor desafío del mundo actual es la erradicación de la pobreza, y sin ello no puede haber desarrollo sostenible

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 Objetivos 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

Entre 119 y 124 millones de personas han regresado a la pobreza y el hambre crónica, lo que sin duda ralentiza el cumplimiento de los objetivos



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 (CO2) 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 consensuó 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.

Finalmente, este año no puede obviarse la crisis generada por la pandemia del Coronavirus, que además de 4 millones de fallecidos por la enfermedad, ha provocado la pérdida del equivalente a 255 millones de empleos a tiempo completo, y que entre 119 y 124 millones de personas hayan regresado a la pobreza

y el hambre crónica, lo que sin duda ralentiza el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Así lo ha ratificado el Informe anual de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2021 de la ONU, que ha alertado de que la crisis generada por la COVID-19 ha puesto en riesgo décadas de victorias que buscan cumplir con la Agenda 2030 de desarrollo sostenible, retrasando aún más la transición urgente hacia economías más ecológicas e inclusivas y desviando aún más el progreso de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, avisando que los próximos 18 meses serán cruciales. ■

2.2 Derechos de emisión de CO₂

Con el objetivo de rebajar las emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero, el 1 de enero de 2005 la Unión Europea puso en marcha el sistema de derechos de emisión. Se pretendía fomentar un régimen para el comercio de derechos de emisión de CO₂ por parte de los sectores de producción más contaminantes.

Las industrias que se rigen por este mecanismo disponen de un límite anual de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Cuando dicho límite es excedido, como consecuencia de su actividad ordinaria, deben acudir al mercado a comprar los derechos de emisión que necesitan para ajustarlos a su producción. Este derecho de emisión se trata de un crédito transferible, pudiendo ser comprados o vendidos por los distintos agentes que participen en este mercado. De manera que, en función de sus necesidades, las empresas cuentan con un instrumento por el que obrar medioambientalmente más sostenible evitando la imposición de fuertes sanciones.

El Sistema de Comercio de Emisiones es el esquema insignia de la Unión Europea para reducir las emisiones de unas 12.000 centrales eléctricas, fábricas y aerolíneas.

En el año 2005, como consecuencia de la aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 13 de octubre de 2003, se 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.

La directiva establece un primer periodo de tres años, del 2005 al 2007, como fase piloto y de preparación para la segunda fase, del 2008 al 2012, cuando los derechos de emisión europeos deberían funcionar ya de manera efectiva, ayudando a cumplir los objetivos propuestos en el Protocolo de Kyoto. La tercera fase consolida las medidas fijadas y, por último, una cuarta fase orientada a la determinación de los objetivos a alcanzar para cumplir con las reducciones de emisiones de CO₂ acordada para 2030.



Figura 1. Fases del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión. Fuente: European Commission

En la tercera fase, se introducen cambios significativos en cuanto al límite de emisiones y su homogeneización. También se introducen nuevos sectores y gases de aplicación, así como la utilización de la subasta como mecanismo de asignación de los derechos.

Es destacable la dotación de 300 millones de derechos de emisión con el fin de financiar el despliegue de tecnologías innovadoras de energías renovables, captura y almacenamiento de carbono mediante el programa NER300.

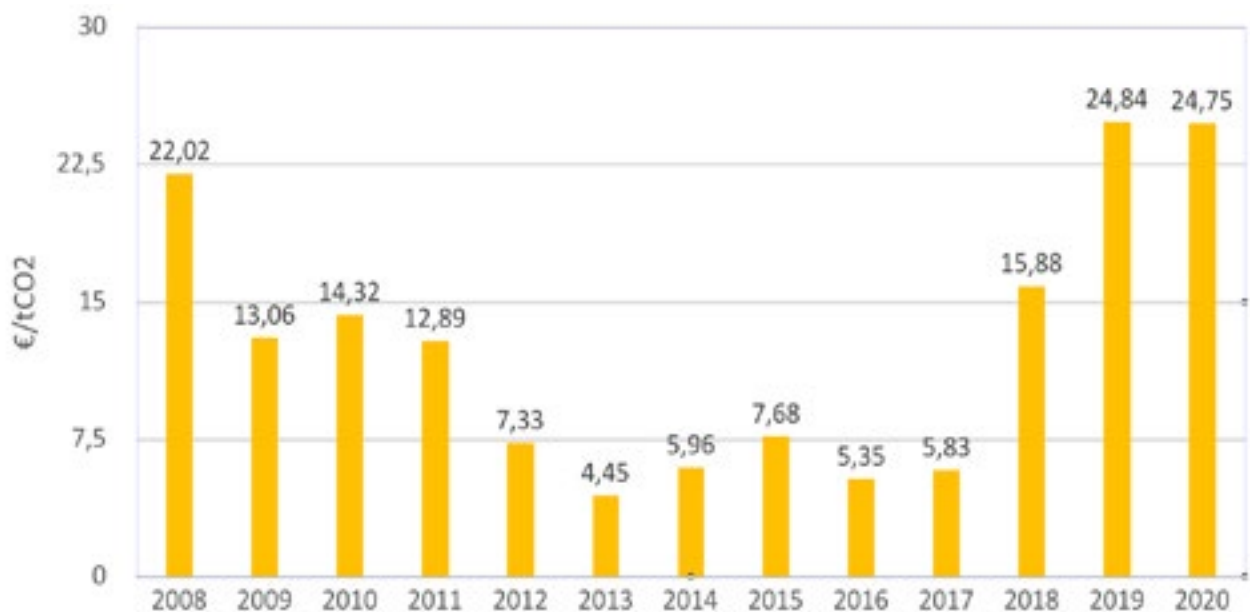


Figura 2. Evolución de los precios del CO₂: 2008-2020. Fuente: Sendeco 2

La Comisión Europea decidió reducir las asignaciones a los Estados Miembros al comienzo de la segunda fase, a diferencia del período inicial. Lo que dio lugar a una reducción de los derechos de emisión en circulación elevando el precio del CO₂ hasta los 22 €/t. Por otro lado, en el periodo

de la crisis financiera se redujo notablemente la actividad económica de empresas e industrias partícipes en los sectores del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones [EU ETS], provocando una asignación excedentaria que ocasionó una repentina caída de los precios en dicho periodo. En el año 2009, la reducción de la actividad económica trajo consigo una disminución del 15% del índice de Producción Industrial (IPI) de los países incluidos en el EU ETS para ese periodo.

La incertidumbre sobre la continuidad del protocolo de Kyoto, los cambios en la normativa aplicable en la tercera fase y el aplazamiento de la retirada de derechos de mercado hasta finales de 2013 ocasionaron una disminución sustancial de los precios.

Durante el comienzo de la Fase tres, fueron añadidas una serie de reformas importantes que, no obstante, no consiguieron elevar los precios, manteniéndose estos durante el 2013 en el intervalo de los 3-5 €/t. Con el objeto de revertir esta situación, a finales de año el Parlamento Europeo aprobó la retirada temporal de 900 toneladas de CO₂ entre 2013 y 2015, lo que originó un ligero incremento del precio de los derechos.

A pesar de los objetivos de reducción de emisiones de la cumbre de París, en el año 2016 el precio volvió a disminuir. Debido a tres factores: (i) la caída del precio del gas natural, lo que generó una menor demanda 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 derechos 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 conllevó en una disminución del volumen de compras.

Aumento de emisiones

En 2017, las emisiones aumentaron ligeramente en comparación con 2016, poniendo fin a la tendencia de precios en decrecimiento que comenzó al principio de la tercera fase. Esto se debió al aumento del sector industrial, reduciéndose por cuarto año consecutivo las emisiones en el sector eléctrico.

La Directiva del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) revisada, publicada en marzo de 2018 (con entrada en vigor el 8 de abril), reforma el régimen para 2020, 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 de 2019 se han incrementado considerablemente respecto a los años anteriores, esta subida se relaciona con la forma en que esta diseñado el sistema. En la cuarta fase, en la que nos encontramos, la asignación gratuita que hace cada estado miembro a la industria contaminante se debe reducir cada año, aplicándose reglas más estrictas en caso de fuga de carbono y destinándose una mayor financiación para la innovación de tecnologías bajas en carbono y la modernización del sector energético.

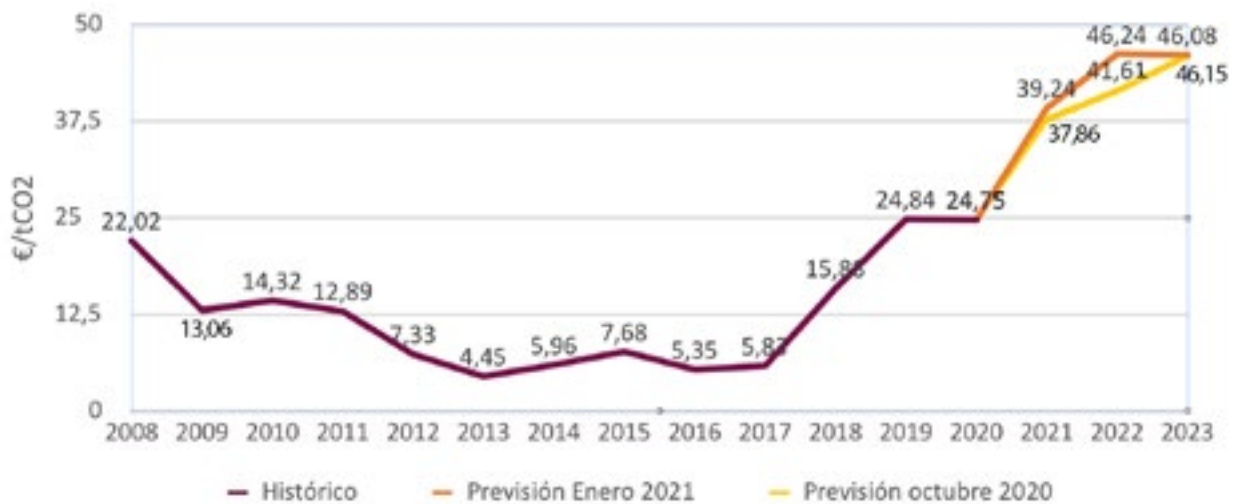


Figura 3. Figura 3. Previsión de los precios de CO2 a 2023. Fuente: Reuters

Esta revisión de la Fase 4, ha elevado las expectativas de los analistas en cuanto al pronóstico para los últimos años de la Fase 3 y Fase 4. En octubre de 2020 continuaba el crecimiento de las previsiones para 2022 respecto a las anteriores un 34,6 %. Sin embargo, en enero de 2021 el precio se situó en entornos de 39,24€/t – es decir un incremento del 36,9%-. Los precios a corto plazo son volátiles debido

a tres factores: la consolidación del Brexit, las nuevas discusiones sobre los objetivos climáticos de la Unión Europea y las restricciones del coronavirus que han frenado la demanda energética y la producción industrial.

Del 2026 en adelante se intentará recuperar los precios, alcanzando los 26 €/t CO2 en 2030, como se muestra en el siguiente gráfico: ■

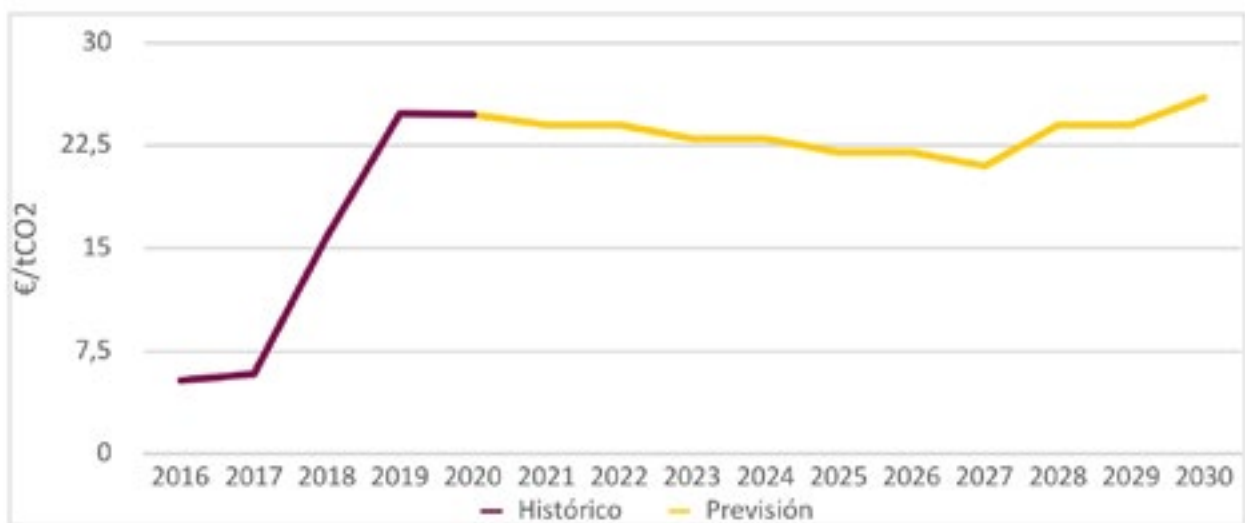


Figura 4. Previsión de los precios a 2030. Fuente: Refinitiv

2.3 Datos macroeconómicos

Potencia total instalada

2020 ha representado otro año de crecimiento mundial de la tecnología fotovoltaica. A pesar de la crisis del Covid-19, el sector fotovoltaico ha logrado sobreponerse y volver incluso más fortalecido en parte gracias los paquetes de medidas impulsados por los gobiernos para la recuperación económica. A lo largo de 2020, se han instalado 126,8 GW, es decir, un 12 % respecto a 2019.

2019

Países	ACUMULADA [MW]	ACUMULADA [%]
Rep. Popular China	253.834	35,9
EE. UU.	73.814	10,4
Japón	67.000	9,5
Alemania	53.781	7,6
India	38.983	5,5
Italia	21.594	3,1
Australia	17.625	2,5
Vietnam	16.504	2,3
República de Corea	14.575	2,1
Reino Unido	13.563	1,9
Resto del mundo	136.222	19,3
Total Global	707.495	100



En este sentido, y detallando el crecimiento a nivel país, cabe destacar que, nuevamente, China lideró el crecimiento con un aumento de un 24% sobre la potencia total instalada respecto a 2019. A esta le siguieron países como Estados Unidos, Japón o Alemania.

Por su parte, resulta interesante resaltar lo acaecido en Vietnam, que, en un año, ha duplicado potencia instalada situándose en términos de potencia por encima de países como Corea. Ello se ha debido a un atractivo esquema de tarifas reguladas ofertando contratos de 20 años y a 9,35 c\$/kWh. No obstante, siguen a la cabeza China e India.

Es importante apuntar que países que, en años anteriores instalaron capacidades significativas de potencia, tales como Francia, México, y Turquía, han abandonado el top 10. Estos países, a pesar de haber desarrollado su mercado fotovoltaico, no han conseguido mantenerse en el ranking.

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.

Hasta ahora, las cifras publicadas consideraban las instalaciones anuales y las capacidades instaladas acumuladas totales basadas en datos oficiales suministrados por los propios países. Varios de ellos ya incorporan el desmantelamiento de plantas fotovoltaicas en sus cifras de capacidad acumulada total. Sin embargo, se cree que muchos estados no realizan un seguimiento correcto del desmantelamiento y, lo que es aún más problemático, de la repotenciación.

El desmantelamiento real es poco frecuente dada la antigüedad de las instalaciones, más antiguas después de que el mercado real comenzara alrededor de 2005. El reemplazo de componentes, y en particular, de los módulos fotovoltaicos e inversores, son parte del negocio habitual de operación y mantenimiento, que sin embargo, no afecta a la capacidad acumulada total. Los datos de reciclaje pueden dar una idea general de lo que está sucediendo en esta área. No obstante, estos sistemas aún no son comunes y se debe mejorar la disponibilidad de datos.

Asia sigue dominando el mercado fotovoltaico mundial con China como líder mundial. Algunos mercados asiáticos importantes ya establecidos, como China, Japón, Corea, Taiwán o Malasia, experimentaron un crecimiento en 2020, mientras que India se contrajo. El desarrollo en otros mercados, como Tailandia, Singapur, Indonesia y Filipinas, ha

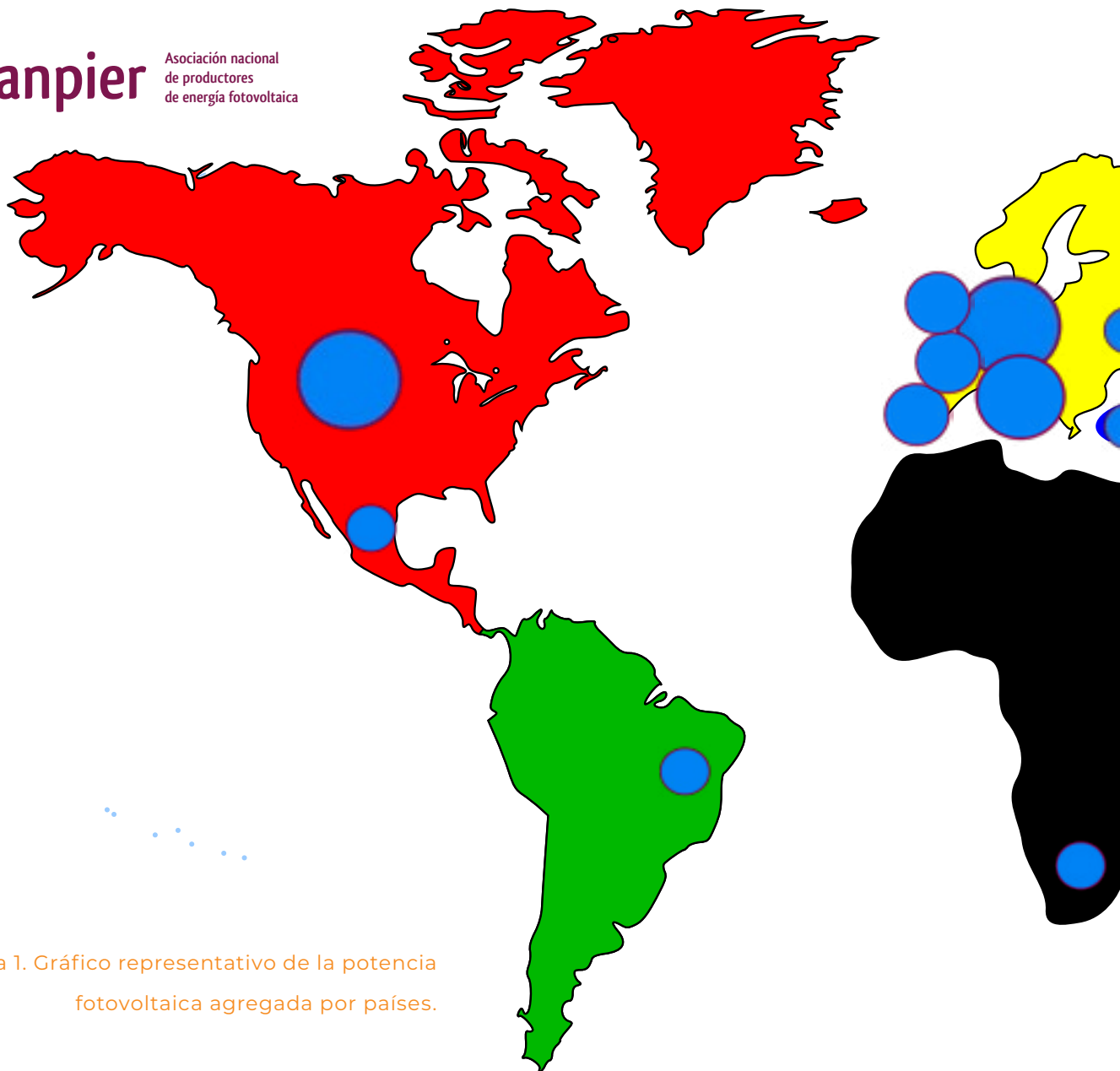


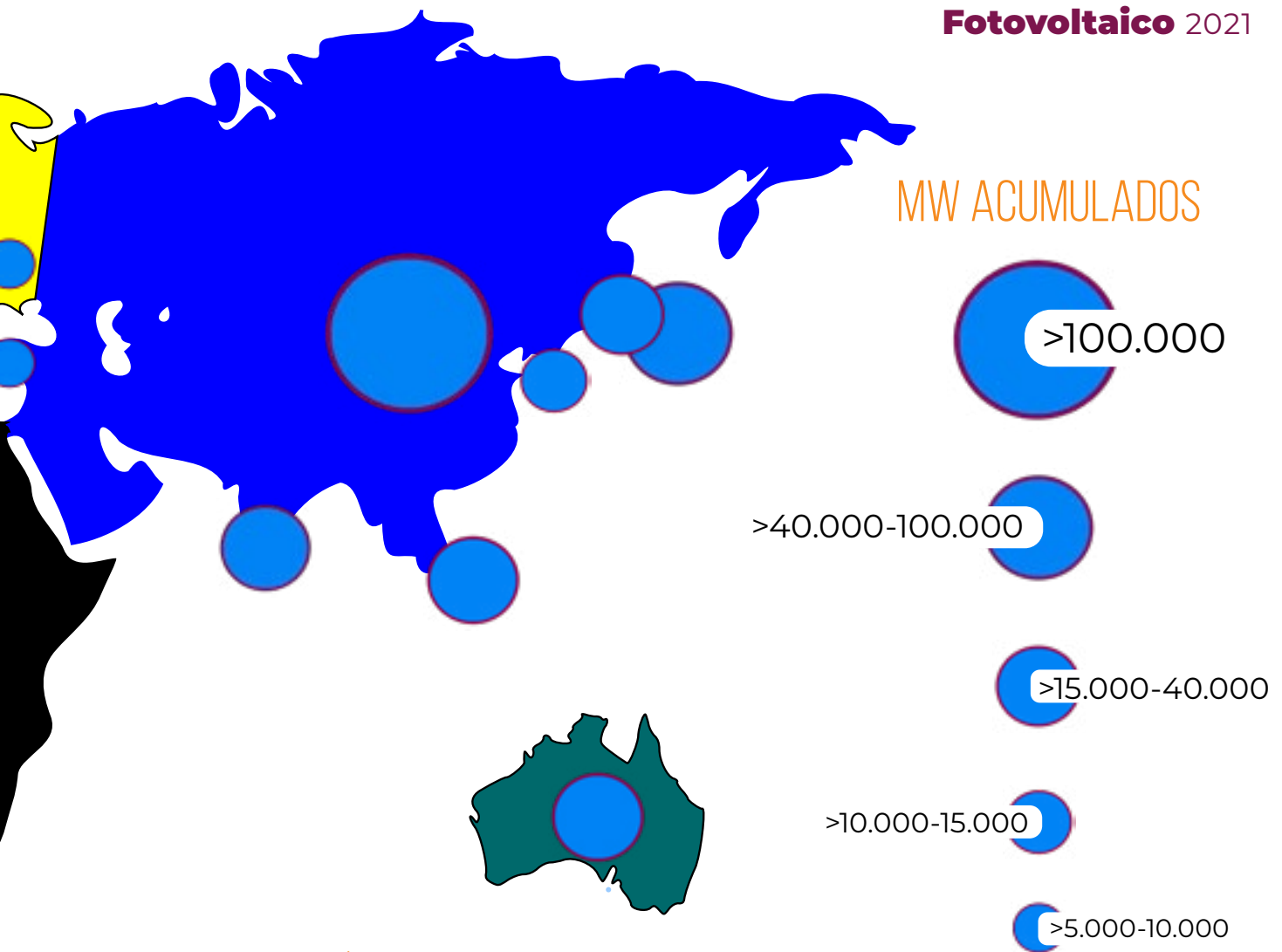
Figura 1. Gráfico representativo de la potencia fotovoltaica agregada por países.

sido lento o intermitente a lo largo del tiempo. Como se ha comentado, Vietnam se encuentra ahora entre los principales mercados por segundo año consecutivo, pero no está claro que mantenga ese ritmo de crecimiento. Los mercados asiáticos representaron alrededor del 61% del mercado fotovoltaico mundial en 2020, un ligero aumento en comparación con el nivel de 2019, pero en línea con años anteriores.

En América, el mercado sufrió un leve incremento principalmente a través del mercado estadounidense que experimentó un crecimiento acelerado (15 GW) en 2020. Brasil es el segundo mercado con alrededor de 3,2 GW instalados en 2020, seguido de México que instaló alrededor de

1,2 GW, Chile con 550 MW y Argentina instalados alrededor de 320 MW, una disminución después de su nivel récord de 2019. El mercado en Canadá está bastante limitado un año más con alrededor de 150 MW de capacidad instalada en 2020. América representó alrededor del 18% de la energía fotovoltaica global mercado en 2020.

En la Unión Europea, Alemania tomó la delantera con 4,7 GW, un aumento significativo por tercer año consecutivo. Los Países Bajos con 3,0 GW experimentaron crecimientos significativos por tercera vez consecutiva, seguido de España que instaló 2,8 GW y Polonia con 2,3 GW, Bélgica consiguió llegar a 1,0 GW. Francia instaló 0,9 GW, Italia volvió a pro-



Fuente: IRENA y Solar Power Europe

gresar con alrededor de 0,8 GW. El ranking continúa con Suecia (506 MW), Austria (518 MW), Dinamarca (220 MW), Portugal (124 MW), Finlandia (60 MW) y Noruega (32 MW).

Otros países de Europa experimentaron cierto desarrollo interesante: se pueden citar Hungría (alrededor de 600 MW), el Reino Unido (218 MW) y Suiza (530 MW). Europa en su conjunto representó algo más del 16% del mercado fotovoltaico mundial en 2020.

En Oriente Medio y África, Israel instaló 0,5 GW adicionales, aproximadamente lo mismo que el año anterior, aunque menos de lo esperado,

debido a retrasos por el COVID-19. En los Emiratos Árabes Unidos, muy pocos proyectos se pusieron en marcha a pesar de las licitaciones de los años anteriores. Mientras que, en Omán, varios proyectos que estaban en tramitación se pusieron en marcha en 2020, por un total de 355 MW. Turquía instaló 700 MW, un nivel de mercado estable en comparación con 2019. En África, Sudáfrica instaló aproximadamente 1,0 GW (principalmente aplicaciones distribuidas) y se registraron varias instalaciones en Etiopía (250 MW) y Mali (75 MW).

África y Oriente Medio representaron alrededor del 3% de las instalaciones fotovoltaicas mundiales en 2020. ■

2.4 Principales mercados fotovoltaicos internacionales

Después del reciente desplome del mercado solar asiático inducida por las severas caídas de la demanda de China e India el año pasado, todos los ojos de los analistas están puestos en los dos pesos pesados de la energía fotovoltaica en 2020.



Téoricamente, China debería crecer rápidamente este año 2021, ya que superó la crisis del COVID-19 primero y necesita mantener a los instaladores y alimentar a sus fabricantes nacionales, que han visto una menor demanda desde el exterior, donde los cierres se llevaron a cabo más tarde.

Se prevé que 2020 sea el último año en que el gobierno chino ofrezca subsidios antes de que comience una etapa de liberalización, por lo que en 2020 China ha instalado 49 GW, lo que significaría un incremento del 24% con respecto a la potencia añadida en 2019 de 30,1 GW.

También han sido optimistas en GPE (Global Power Europe) sobre la evolución del mercado de los Estados Unidos, donde se esperaba que la capacidad instalada aumentara en un 21% a 15 GW, respecto a los 13,3 GW de 2019. De igual manera, la Asociación de Industrias Solares de EE. UU. (SEIA) argumentaba en su análisis de mercado que la energía fotovoltaica en el sector de público impulsaría una industria en EE. UU. a un récord de 18 GW debido a una cartera de proyectos de 51 GW, a pesar de la pérdida masiva de empleos debido a una disminución en la demanda de autoconsumo residencial.

A diferencia de los dos principales mercados mundiales, el escenario medio para India no es tan optimista. En el primer trimestre de 2020, solo se instalaron 1,1 GW (la potencia más baja de los últimos años), una disminución del 43% en comparación con el cuarto trimestre de 2019. Además de los múltiples problemas que provocaron la contracción del mercado de la India en 2019, este año se ha visto afectado negativamente por el COVID-19, que ha provocado problemas logísticos para el suministro de materiales y mano de obra. En su conjunto, se estima que India solo ha instalado 4,1 GW, una disminución del 31% con respecto a la potencia de 8,8 GW del año pasado.

Ampliando el horizonte, se esperaba que la demanda de Asia-Pacífico aumentase un 4% a 70,1 GW, mientras que se preveía que América creciera un 5% a 21,1 GW.

Con un número considerable de países europeos afectados por el virus, se esperaba que el continente

experimentara una caída profunda de la demanda, rompiendo claramente el impulso muy positivo observado en los últimos dos años. Si se mira únicamente a la Unión Europea, se esperaba que 11 de los 27 miembros, incluidos algunos de los mercados más grandes, instalen menos energía solar que el año anterior. Hay algunas excepciones en países que se vieron menos afectados y no implementaron bloqueos estrictos, como Alemania. Como segundo mercado más grande de la UE en 2019, Alemania instaló más energía solar en abril de 2020, durante el clímax de la crisis, que en el mismo mes del año pasado. En total, durante los primeros cuatro meses de 2020, Alemania agregó un total de 1,48 GW, cerca de la capacidad de los 1,55 GW añadidos durante el mismo período en 2019.

Medio Oriente y África no se han visto afectados por COVID-19 tan severamente como Europa hasta ahora. Sin embargo, muchos países de estas regiones también han tomado medidas restrictivas; es por eso que se esperaba que una reducción de la demanda del 31% a 4,7 GW para 2020.

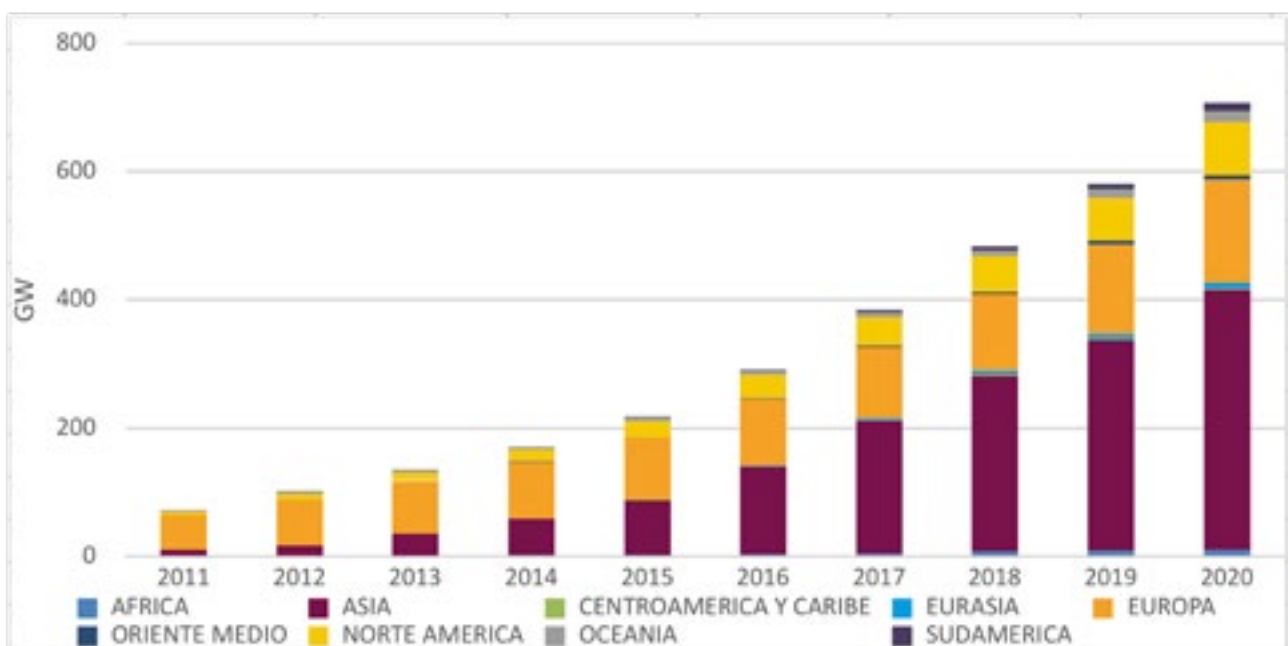


Figura 1. Evolución de la potencia total instalada (DATOS en GW) Fuente: IEA



Marco regulatorio

La energía fotovoltaica ha conseguido extenderse por todo el mundo. Primero en los países desarrollados, y después gracias al bajo coste de generación de esta tecnología, en aquellos países en vías de desarrollo.

Si nos remontamos en la historia, a comienzos del siglo XXI, numerosos países como Alemania, España, Italia y Estados Unidos comenzaron a incentivar el uso de energía solar, con intensas políticas de promoción mediante el pago de cuantiosas primas para los generadores de kilovatios verdes.

Los fabricantes de paneles han pasado del sector de las empresas petroleras y de las industrias electrónicas a convertirse en fabricantes particulares de este tipo de tecnología. En un principio, la fabricación de paneles comenzó a realizarse en Europa, aunque con la deslocalización de la industria ahora son los países asiáticos, y en menor medida los estadounidenses, los encargados de fabricar esta tecnología. 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 los recortes de la crisis financiera de 2008 y debido a una mala planificación en el establecimiento de las ayudas para la promoción de las energías renovables, algunos países optaron por emplear los sistemas de subastas para promover estas tecnologías.

Sin ir más lejos, la última subasta de este año 2021 en España supone la instalación de 3.000 MW de energías renovables, de los cuales 1.000 MW son de fotovoltaica y se prevé que para lo que queda de año se convoquen más subastas.

Otro sistema de estimulación energética son los acuerdos bilaterales de PPA (Power Purchase Agreement). Por ejemplo, destacaría India con 10 GW asignados en 2019, a un precio promedio de 39,66 €/MWh, o Brasil con una subasta con un plazo de entrega a 6 años llevada a cabo en 2019, donde se adjudicaron 530 MW a un precio de 16,17 €/MWh.

Nuevas políticas en África

En el continente africano, los gobiernos no pueden asumir los costes de financiación de instalaciones fotovoltaicas, lo que ha motivado el desarrollo de nuevas políticas de promoción de las energías como el llamado servicio "Scaling Solar" promovido por el Banco Mundial. Zambia ha sido el primero en adoptar este sistema, con la adjudicación de 34 MW de potencia fotovoltaica a un precio de 73.62 €/MWh.

Después de Zambia, Senegal ha decidido adoptar este esquema. Dicho país, 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, estas 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 “prosumidor” 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 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. ■

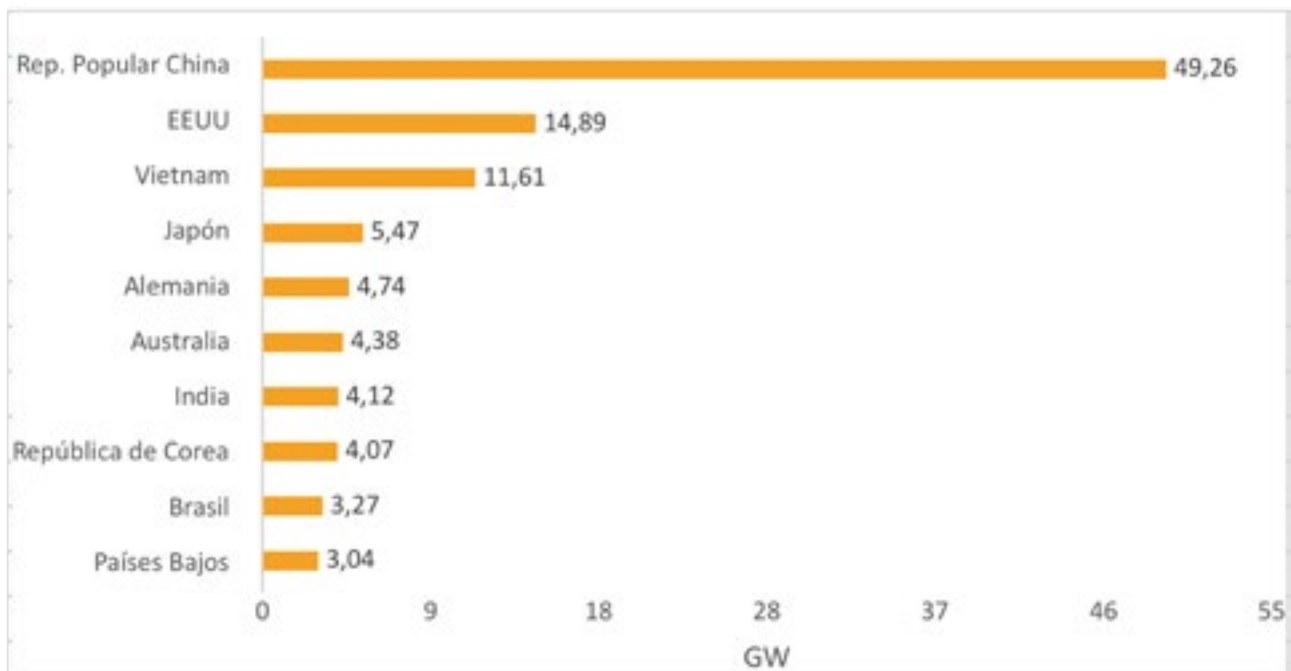


Figura 2. Principales mercados FV en 2019 (GW). Fuente: Elaboración Propia

2.5 Perspectivas internacionales para 2021

Todos los analistas líderes del mercado fotovoltaico redujeron significativamente su pronóstico para 2020 durante los primeros 5 meses de este año, algunos incluso dos veces, para tener en cuenta el impacto de COVID-19 en sus modelos de negocio.

Según los análisis de Solar Power Europe, (SPE, en adelante), el COVID-19 propició como resultado un escenario de alrededor de 112 GW de capacidad fotovoltaica instalada en 2020, lo que lo convierte en el pronóstico global más optimista. En comparación con 2019, esto se traduce en una contracción del mercado del 4% con respecto a los 116,9 GW agregados en 2019.

De momento, los efectos del virus parecen estar bajo control en la mayoría de los países, donde se están levantando restricciones y se están impulsando las economías con importantes paquetes de recuperación; otros, no obstante, parecen estar todavía en medio de la crisis. En este sentido, se ha realizado una encuesta sobre los impactos del COVID-19 en el sector, destacando que, a pesar de las interrupciones, la industria tiene la oportunidad de volver aún

más fuerte con el apoyo de los paquetes de recuperación económica.

Desarrollos del mercado solar global, 2021 a 2024.

En un principio, no se espera que el virus represente un gran riesgo en medio plazo para los parques fotovoltaicos de gran escala, mientras que los sectores de autoconsumo residencial y comercial pueden sufrir cierto impacto negativo durante un período corto de tiempo, ya que las empresas y los consumidores no necesariamente invertirán en instalaciones si están combatiendo un problema de recesión económica más prolongado. En este caso, los paquetes de estímulos económicos tendrán un papel de mucho peso, indirectamente para impulsar las economías nacionales, para permitir un entorno empresarial saludable, pero también directamente, ofreciendo incentivos financieros para inversiones en fotovoltaica, que algunos países y regiones ya han anunciado.

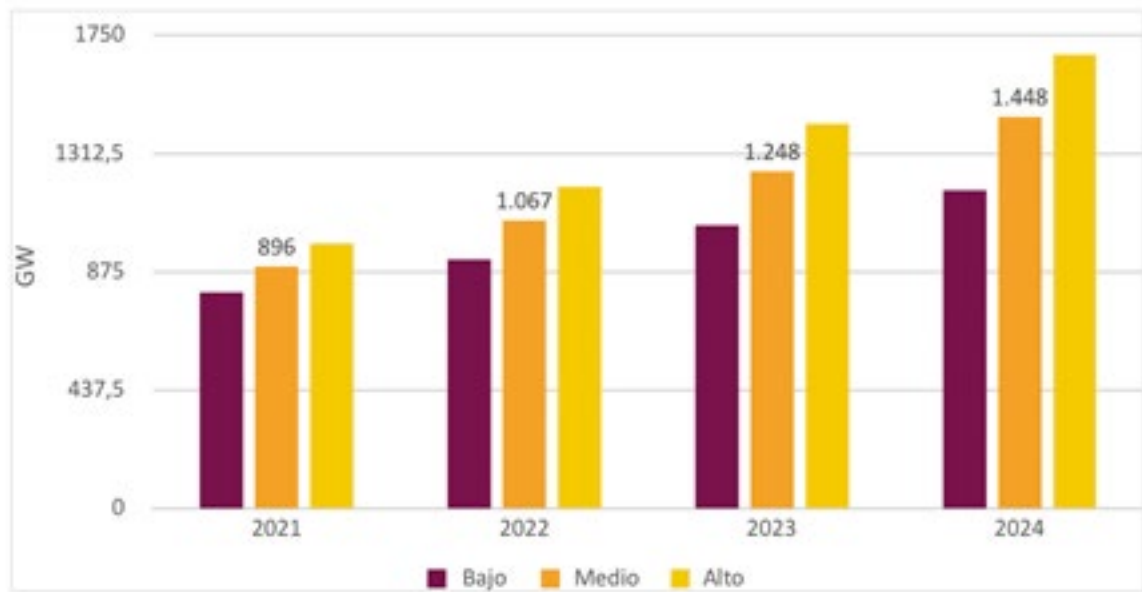


Figura 1. Escenarios de potencia FV instalada en 2020-2024 (GW). Fuente: Elaboración Propia

El regreso del crecimiento de la energía fotovoltaica en los próximos años estará respaldado por los principales mercados por varias razones.

En **China**, a partir de 2021 comenzará una nueva era post-FiT ('feed-in-tariff') basada en subastas y sistemas mayoristas. Hasta entonces, la administración china ajustará el fin de la reestructuración de su programa de energía. Se estima que la demanda solar china alcanzará alrededor de 39,3 GW en 2020, 49 GW en 2021, 57,5 GW en 2022 y 64 GW en 2023 y 71 GW en 2024, que está en el rango pronosticable por la Asociación de la Industria Fotovoltaica de China (CPIA).

Una vez acabado el COVID-19, se espera que la energía fotovoltaica en India crezca fuertemente en los próximos años, ya que el gobierno hará todo lo posible para cumplir con su objetivo de 100 GW para 2022. No se espera que esto suceda antes: hasta ahora solo 4 GW de los 40 GW de las instalaciones de autoconsumo están instalados, además

también hay algunos problemas administrativos, financieros y logísticos para los parques fotovoltaicos. Aún así, es probable que se instalen al menos 15 GW anualmente a partir de 2021.

En **Estados Unidos**, se supone que 2021 será el año en que se instalará la capacidad máxima de los créditos a la financiación ('ITC' Investment Tariff Credit), probablemente más de 22 GW. Si bien es probable que este sea el ritmo de los próximos años, el nivel de 20 GW podría ser la nueva normalidad en los EE. UU.

Por otro lado, en **Europa** se espera que a partir de 2021 se vuelva a una senda de crecimiento. El Green Deal de la Comisión Europea que pide la neutralidad de carbono para 2050 y un objetivo de reducción de emisiones de CO₂ mucho más ambicioso llegando a 50-55% en lugar del 40% actual para 2030, tendrá que emplearse una energía fotovoltaica versátil y de bajo coste para resultar de éxito. Dado que el Green Deal será fundamental

para el paquete de estímulo económico COVID-19 de la UE, es previsible que la energía solar acceda a fondos mediante una serie de herramientas de incentivos, como InvestEU, que respaldarán la renovación de edificios.

Siguiendo el contexto de COVID-19, **Japón**, por ejemplo, ha asignado como parte de su paquete de estímulo económico mil millones de dólares para respaldar acuerdos corporativos de compra de energía renovable ('PPA', Power Purchase Agreement). Habrá más oportunidades de este tipo para la energía solar en paquetes de recuperación, como en Malasia, donde se anunció un programa de licitación de 1 GW para energía fotovoltaica.

Si bien es asumible un escenario con una tasa de crecimiento notable del 34% a 149,9 GW en 2021, anticipando apoyos a la recuperación de los diferentes gobiernos, esta capacidad aún estaría un 6% por debajo del pronóstico de 2021 del año pasado. Se necesitaría llegar hasta 2022 para volver casi a la normalidad, alcanzando los 168,5 GW. Es decir, hasta 2024 no se espera una recuperación plena de la pandemia. Si las suposiciones de un escenario plenamente optimista llegaran a ocurrir, esto daría como resultado un tamaño de mercado anual de hasta 255 GW en 2024. Lo que requeriría una rápida actuación por parte de las instituciones y los gobiernos, entendiendo que la energía fotovoltaica ya es con frecuencia la fuente de generación de energía de coste más bajo y también la tecnología más versátil para producir electricidad. En combinación con otras energías renovables y almacenamiento, la energía fotovoltaica es extremadamente flexible y podría suponer una fuente de suministro 24 horas al día, 7 días a la semana. Con el objetivo de alcanzar el escenario más opti-

mista se requerirá que esta energía se incluya como benefactor en todos los paquetes nacionales de recuperación económica de COVID-19.

Una vez estudiadas las capacidades totales de energía fotovoltaica instaladas a nivel mundial, el análisis de GPE demuestra que COVID-19 dio lugar a un crecimiento ligeramente menor que el año pasado. En 2020, se previó una capacidad instalada acumulada de 746 GW, que es aproximadamente un 5% menor respecto al año pasado.

La previsión a cinco años anticipa que la capacidad global de generación de energía fotovoltaica alcance los 1.448 GW en 2024. Para unas condiciones óptimas, el mundo debería operar con una flota de potencia fotovoltaica de 1.678 GW a finales de 2024. El año más factible para entrar en la era de los teravatios de potencia es 2022; solo cuatro años después de que se alcanzara el nivel de 0,5 TW en 2018. A medio plazo, en cuanto a la capacidad total de generación, se espera superar algunos hitos para los próximos 5 años: 700 GW en 2020, 1,0 TW en 2022 y 1,2 TW en 2023.

China, EEUU e India, los tres primeros

De entre los 20 mercados con las potencias de instalación más altos poco ha cambiado con respecto al año pasado. Los tres primeros continúan siendo los mismos: China, EE. UU., e India, pero en esta ocasión EE. UU. ha superado a India. Los volúmenes de instalación previstos para los próximos cinco años son, de nuevo, más altos para la mayoría de los mercados, con algunas excepciones, como Japón. Los últimos en alcanzar la lista de los 20 principales países de este año son Israel, Emiratos Árabes Unidos y Vietnam, siendo este último un éxito inesperado, que saltó directamente al octavo

lugar. El patrón de los mercados en esta lista también sigue siendo parecido: pocos países llegarán a instalar la totalidad de sus objetivos, aunque se quedarán cerca de conseguirlo. Esta vez, se prevé que en un escenario muy optimista tres países (el año pasado fueron 2) instalen más de 100 GW: China (328 GW), EE. UU. (115 GW), India (103 GW) - y 10 países alrededor de 20 GW o más, dejando el ranking en este orden decreciente de potencia: China, EE. UU., India, Japón, Alemania, Australia, Corea del Sur, Vietnam, España y los Países Bajos.

las tres cuartas partes de los 20 principales países, y se pronostica que todos muestren tasas de crecimiento anuales de dos dígitos. No obstante, para 3 de ellos no se espera un panorama tan firme, de manera que dos crezcan sólo con tasas de crecimiento de un dígito. En **Japón**, el gobierno ha hecho poco para revertir la tendencia de crecimiento a la baja de la nueva energía fotovoltaica: la reestructuración del mercado energético se ha prolongado durante demasiado tiempo y las instalaciones siguen siendo demasiado caras. En lugar



En Europa se espera que a partir
de 2021 se vuelva a una senda
de crecimiento con una energía
fotovoltaica versátil y de bajo coste

Sólo con los 5 principales países juntos se obtendrían hasta 625 GW para 2024 en un modelo optimista y 368 GW en otro pesimista, cubriendo una participación de alrededor del 60% y 68% de potencia total añadida en dicho período, que si lo comparamos con el año pasado fue del 61% y 68%. De igual forma, se estima que los 20 países que lideran el ranking agreguen 876 GW durante los próximos cinco años hasta 2024 en el mejor de los casos y 473 GW en el peor; esto es 36 GW menos y 9 GW más que las suposiciones establecidas en 2019, debido al efecto COVID-19.

Para el período hasta 2024, se auguran perspectivas esperanzadoras de apoyo político para

de aprovecharse del potencial de bajo coste de la energía fotovoltaica, el gobierno ha intentado durante años reactivar la energía nuclear en contra de la voluntad de la población, y recientemente incluso ha comenzado a recurrir al carbón en un momento en que se está dejando atrás este combustible rico en CO₂.

Otro país con un horizonte borroso es **Italia**. Durante años, el mercado se ha basado en un nivel de instalación de baja potencia instalada, mientras que los intentos por aprovechar la abundancia de sol del país no se han conseguido; el último ejemplo es el fracaso de las subastas de energías renovables con

tecnología neutra, donde la fotovoltaica se adjudicó volúmenes muy bajos de potencia.

El tercero de este grupo, **Australia**, es diferente: es el país con la mayor densidad de hogares con autoconsumo del mundo (2,3 millones). No obstante, su principal vector de crecimiento renovable a gran escala ("objetivo nacional de energía renovable", un mecanismo basado en un certificado de precio del carbono que compensa las emisiones en la red mediante la producción fotovoltaica) finalizó en 2020. El actual gobierno no tiene la intención de extender dicho programa, dejando una considerable cantidad de estos proyectos en un limbo regulatorio.

Dos de los mercados tradicionales que tienen peores perspectivas son Turquía y México. **Turquía**, que ha vuelto a sufrir otro año de declive pasados dos años de la crisis financiera, debido a un apoyo político menguante mantiene el mismo esquema de tarifas que no favorece el desarrollo de la fotovoltaica. En **México**, el cambio de gobierno lleva a cabo una nueva política energética, con un enfoque total en las plantas de ciclo combinado, al mismo tiempo que desafía las políticas de instalaciones solares. de ciclo combinado, al mismo tiempo que desafía las políticas de instalaciones solares.

Los expertos han considerado ciertos puntos clave que promoverán el desarrollo de las energías renovables como son:

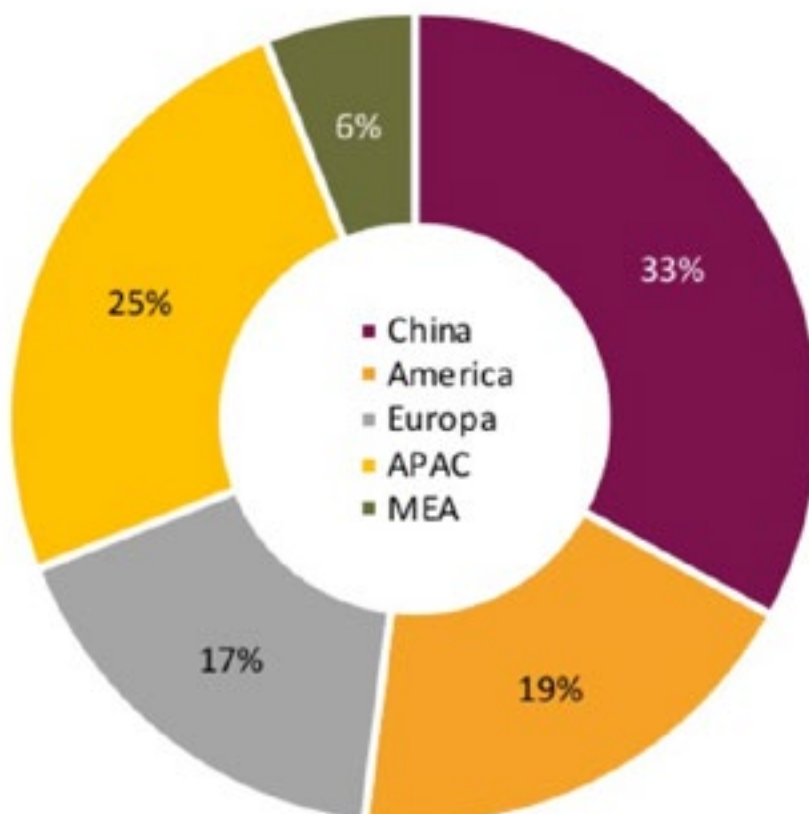


Figura 2. Escenarios de potencia FV instalada en 2020-2024 (GW). Fuente: Elaboración Propia

Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento servirán para aprovechar aquellos sistemas de energías renovables no gestionables, sirviendo como respaldo en ciertas horas cuando la meteorología condicione su funcionamiento. Cada vez son más los gobiernos que apuestan por el almacenamiento, recientemente el gobierno español ha publicado su estrategia denominada 'La hoja de ruta del hidrógeno' que planifica el despliegue de esta tecnología para los próximos años.

Subastas

Las subastas surgen con la necesidad de ofrecer un marco estable que atraiga la inversión eco-

nómica en toda la cadena de valor de las energías renovables. Los consumidores se benefician a medida que los costes de estas tecnologías descienden ya que se ofrece un precio competitivo a los distintos actores que conforman el sector energético.

Paquetes económicos después de la pandemia

Con motivo de reducir las emisiones de CO₂, la recuperación de la era post-covid va a estar promovida por estímulos económicos basados en la electrificación del país. Además, en este contexto, cobra mayor fuerza la función del mundo rural como espacio proveedor de las energías renovables luchando contra la despoblación y el reto demográfico. ■



2.6 Evolución de los componentes de un sistema fotovoltaico

Después de haber llegado al punto en el que la energía fotovoltaica supera con creces al resto de tecnologías de generación energética, en términos de eficiencia y coste, algunos pueden preguntarse si sigue existiendo cierto potencial de mejora de esta tecnología.

Rotundamente, sí existe posibilidad de reducir el coste, sobre todo de los paneles y sus materiales por ser los principales costes de la instalación. A medida que la energía fotovoltaica gana protagonismo como principal fuente de energía, es importante garantizar la seguridad, la fiabilidad y la rentabilidad de la instalación. Para ello es primordial empezar a trabajar en su digitalización, seguridad, diseño modular y confianza. Los nuevos componentes, materiales y dispositivos de almacenamiento han permitido el impulso de esta energía limpia y económica.

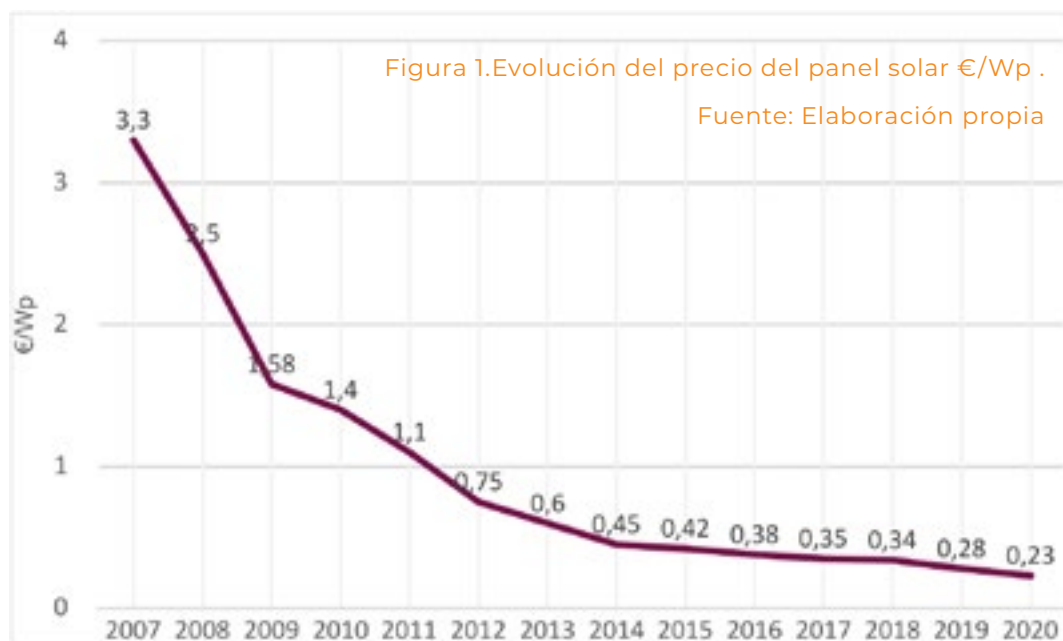
A continuación, se repasan algunas de las mejoras y se muestran las novedades en paneles e inversores:

Evolución de los módulos solares fotovoltaicos

- En 1954 se fabricó la primera célula de solar de silicio, fabricada en los laboratorios Bell Telephone (EE. UU.).
- Esta tecnología se desarrolló gracias a los incentivos del programa espacial de EE. UU. En aquel entonces presentaba un coste de 100 euros/kWh con una eficiencia de tan solo un 6%.
- Desde entonces, y hasta la actualidad, la evolución tecnológica de los módulos solares fotovoltaicos ha sido progresiva y continuada en el tiempo, mejorando cada año las ratios de eficiencia, y reduciéndose de manera exponencial los costes de fabricación de esta tecnología.
- Dentro de los últimos avances destacan las células de tipo PERC (Passivated Emitter Rear Contact) mejorando la **eficiencia** de la célula entre un 0,5% y un 1% a la última generación de células del

mercado, aunque con un ligero aumento del coste en términos de producción. Posteriormente, la caída de la tecnología CAPEX ("Capital Expenditure") en China ha permitido allanar el terreno para las instalaciones a gran escala del orden de GW.

- Después de las células PERC surgen las células de tecnología TOPCon. Esta tecnología consiste en dos capas delgadas de obleas de silicio y contacto metálicos que incrementan de nuevo la eficiencia. En mayo de 2019, el fabricante Trina Solar registró el récord llegando a un 24,58% en una célula de tipo monocristalina en sustrato de silicio de tipo n, superando a Jinko Solar que en enero de ese mismo año llegó a alcanzar hasta un 24,2%. El fabricante chino Jollywood ha sabido adaptarse y todos sus módulos alcanzan un 23,5% de media de eficiencia.
- En cuanto a los módulos solares bifaciales, que generan energía en la parte delantera y trasera, se define como la tecnología que ayudará a reducir más los LCOE (Levelized Cost of Energy) de las plantas a corto plazo. Como resultado, se obtienen ganancias energéticas de entre el 5% y hasta el 30%, dependiendo de la tecnología de célula solar utilizada, la ubicación y las condiciones de la instalación. La cadena de producción que respalda los cambios requeridos a nivel de módulo está completamente evolucionada, con respecto al cambio de encapsulación, ya sea mediante una cubierta trasera transparente o un diseño de la caja de conexiones optimizado.
- En un futuro cercano, la tecnología de Heterojunction (HJT) parecer prometedora, combina las ventajas de las células de silicio cristalino y las del silicio amorfo. Es una tecnología que fabricantes como Sanyo o Panasonic llevaban haciendo durante años mientras que la expiración de las patentes ha permitido el acceso a otros fabricantes a esta tecnología. Aunque la tecnología HJT tiene muchas ventajas como son ser líder en el coeficiente de baja temperatura, la bifacialidad más alta de todas las tecnologías de célula y el requerimiento de menores etapas de producción, necesita que se invierta en ella por ser una línea completamente nueva y un gasto en capital significativamente más alto que para el PERC de referencia. Sin embargo, con varios proveedores asiáticos que se aventuran en el desarrollo de estos equipos, se espera que el CAPEX disminuya en los próximos años.
- Otro aspecto por destacar es el precio. Continúa el descenso desde 2007 pasando de un 3,3 euro/Wp a 0,23 euros/Wp en este 2021, lo que ha propiciado que las instalaciones solares sean la tecnología de generación eléctrica más económica. Los nuevos procesos de fabricación han permitido el descenso en el precio de esta tecnología. Sin perjuicio de lo anterior, la crisis del transporte mundial provocada en el Canal de Suez, el exceso de oferta sobre la demanda y la subida de precios de distintos componentes está derivando en una subida coyuntural del precio hasta los 0,26€/Wp que se estima se mantenga hasta finales de año. En todo caso, como se ha indicado, los analistas prevén que esta situación se revierta en el medio plazo y se retorne a la senda de precios anteriores.



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

Con el objetivo de asegurar una correcta inclinación y fijación de los paneles solares, los soportes han evolucionado en estructuras más sofisticadas que dan respuesta a las nuevas ubicaciones de las instalaciones.

La estructura más empleada durante los últimos años es la estructura fija ya sea en acero galvanizado o aluminio, debido a sus propiedades de anticorrosión y ligereza. En cuanto al anclado, la metodología más utilizada es el atornillado de perfiles sobre el terreno, ya que provoca escasos impactos en el terreno.

Aunque hay que destacar el auge de instalaciones **fotovoltaicas de tipo flotante**. Esta aplicación hace uso del agua como soporte de la instalación en lugar del terreno. La configuración es similar a los montajes del suelo, exceptuando que tanto los paneles como el inversor van fijados en una plataforma flotante con un sistema de anclaje. Además, es beneficioso para lugares de escasa superficie y ayuda a reducir la evaporación del agua. En el caso de puntos de genera-

ción eléctrica como las centrales hidráulicas, incluso puede usarse toda la infraestructura de transmisión.

De igual forma, los últimos años se ha priorizado la optimización del recurso solar mediante seguidores del movimiento del sol. En las regiones del sur, los seguidores solares se han convertido en algo esencial para las plantas comerciales de gran escala. Operan de manera segura y la inversión en sistemas fijos está más que compensada por los LCOEs tan bajos.

Los últimos descubrimientos intentan dar respuesta a las necesidades de los módulos bifaciales con el objetivo de maximizar la obtención de energía por el área posterior.

Al igual que ocurría con los módulos fotovoltaicos, la crisis del transporte mundial en el Canal de Suez, la subida de precios del aluminio y el acero está provocando un ligero aumento del precio que se mantendrá hasta finales de año. Sin embargo, los analistas estiman que a medio plazo la situación vuelva a la senda de precios anteriores.

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

La importancia del papel de un inversor en los sistemas fotovoltaicos se ha incrementado con la digitalización del sector solar. En un principio, funcionaban en el pasado como convertidores de corriente continua en corriente alterna ("DC/AC"), pero hoy en día, los inversores son los principales cerebros de la instalación.

Además de hacer frente a todo tipo de sistemas de almacenamiento, son una herramienta clave para la operación y gestión eficiente de plantas de energía solar, también en lo que respecta a los servicios de red, y en la gestión inteligente de la energía. En cuanto a tamaño los inversores, por un lado, han crecido sobre todo los de tipo central empleados en las plantas de gran escala.

De igual forma, los productores de inversores de tipo string también ofrecen soluciones de mayor potencia, y las más grandes alcanzan los 250 MW para competir en el campo de las centrales a gran escala. También han encontrado nuevos defensores

los inversores de tipo comercial con optimizadores de potencia para operar de manera más eficiente. Mientras que los micro inversores integrados en módulos también están experimentando una mayor atracción para módulos bifaciales.

En términos de fabricantes, en los primeros puestos se sitúan Sungrow Power, Huawei, Fronius, SMA, Ingeteam y ABB. Todos ellos, presentan una elevada diversidad de soluciones, ya sea para instalaciones a gran escala, pequeña potencia, residenciales, aisladas o combinadas con almacenamiento.

Respecto al precio, a la vista está en el gráfico el abaratamiento que han sufrido los inversores a lo largo de los años contribuyendo a reducir los costes de las instalaciones

Se espera que para el segundo trimestre de 2021 los precios se eleven como consecuencia de la escasez de la demanda de semiconductores. De la misma manera que ocurría con los módulos fotovoltaicos y las estructuras, se espera que esta subida de precio sea coyuntural y regrese a los precios anteriores.. ■

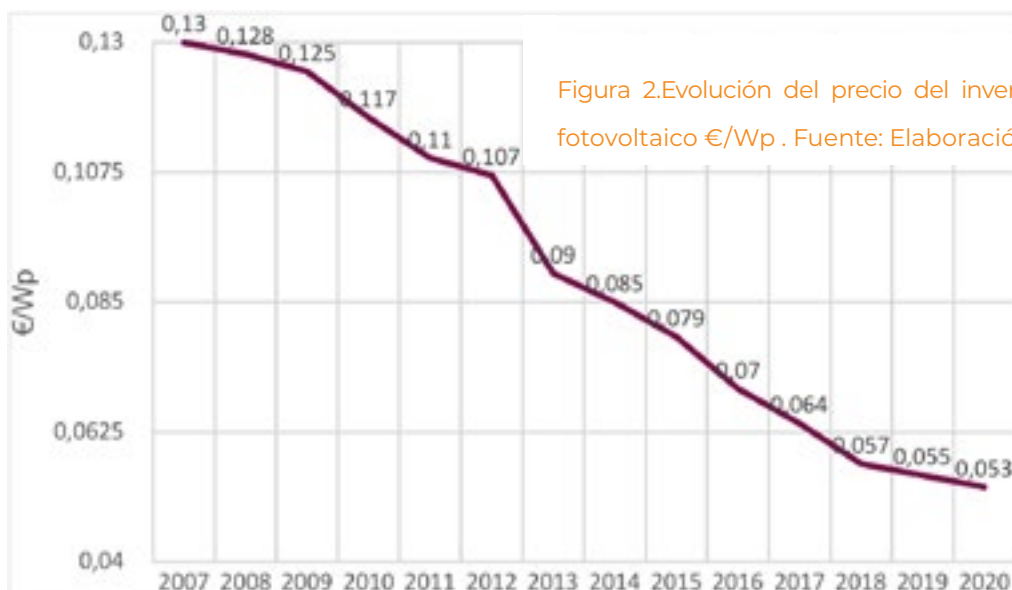


Figura 2. Evolución del precio del inversor solar fotovoltaico €/Wp. Fuente: Elaboración propia

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO



3



3.1 Potencia total instalada en Europa

Potencia total por países. La energía solar y eólica han potenciado el salto de las renovables en Europa, máxime teniendo en cuenta que solo estas dos tecnologías representaron aproximadamente el 20% de la electricidad generada en Europa en 2020.

En este sentido, la energía eólica supuso un 14% del total de la electricidad en 2020, cuando en 2015 suponía solo el 9%, mientras que, por su parte la solar fotovoltaica representó el 5% (frente al 3% del año 2015). Por su parte, y con relación a otras tecnologías renovables, el crecimiento de la biomasa se ha estancado la última década y la generación hidroeléctrica no incrementa su peso en el mix de generación.

Solo en 2020, la generación a partir de eólica y fotovoltaica crecieron en la Unión Europea un 10% respecto a 2019. De manera que, en Francia la energía fotovoltaica y eólica superaron por primera vez a los combustibles fósiles marcando un nuevo hito verde, que ya superaron previamente Dinamarca y Suecia. El mayor incremento lo experimentaron Países Bajos (40%), Suecia (36%) y Bélgica (28%). Aunque, muchos de los países no aparecen en el gráfico por tener un aumento de la capacidad en renovables casi nulo: Austria, Portugal, República Checa, Italia, Rumanía, Eslovaquia.

Mientras que algunos países continúan rezagados a pesar del excelente recurso solar y las con-

diciones del viento, los líderes en energía eólica y solar demuestran que es posible una transición energética si existe una voluntad de hacer política sostenible. Dinamarca generó el 62% de su electricidad eólica y solar en 2020, que fue casi el doble que Irlanda, que le sigue de cerca con un 35%. Asimismo, Alemania fue tercero, y España superó a Portugal en cuarto puesto.

En todo caso, para alcanzar los objetivos del Pacto Verde Europeo (Green Deal) el crecimiento de la generación eólica y solar debe casi triplicarse para 2030. Así, para conseguir disminuir las emisiones de efecto invernadero en un 55% es preciso que la generación se eleve hasta los 100 TWh/anuales.

Las instalaciones eólicas y solares resistieron en 2020 a pesar del COVID-19, y en 2021 podría verse un nuevo récord de nuevas instalaciones eólicas y solares. La Agencia Internacional de la energía ("IEA") estima que habrá un 18% menos de capacidad eólica instalada en la Unión Europea en 2020 que en 2019, pero que aumentará drásticamente en 2021 debido a nuevo crecimiento en Francia, Polonia y Dinamarca. El panorama solar parece aún



Figura 1. Comparativa de potencia instalada de energía solar en los 10 principales mercados europeos en 2018-2019.

Fuente: Solar Power Europe

más brillante: la IEA estima que la potencia solar instalada en la Unión Europea aumentará un 16% en 2020 en comparación con 2019 debido principalmente al despliegue de subastas en Alemania, Francia y Polonia.

Desde la perspectiva de la demanda eléctrica global y europea, cabe destacar que en 2020 esta descendió en conjunto un 4% en 2020. Esta reducción se produjo principalmente por el confinamiento continental, principalmente en abril de 2020 que redujo el consumo global un 13%, aunque posteriormente se recuperaron los niveles del invierno pre-COVID. Así, las mayores reducciones en abril ocurrieron en Italia (-21%), Francia (-19%) y España (-17%).

En este contexto de fluctuaciones drásticas en la demanda, no está claro si la demanda de electricidad subyacente aumenta a medida que crece la electrificación con más coches eléctricos, aerotermia y electrolizadores en 2020. Lo que está claro es que la electricidad será un impulsor del futuro de la economía, lo que subraya aún más la necesidad de un mayor despliegue de la energía solar y fotovoltaica.

Sobre las fuentes generación no renovables, cabe destacar que el carbón disminuyó un 20% en 2020, pasando a ser la mitad que en 2015. La generación a partir de hulla y lignito cayó a los 365 TWh en 2020, un 48% menos que en 2015. Este hito podría considerarse de relevancia y sería igualables a unos 320

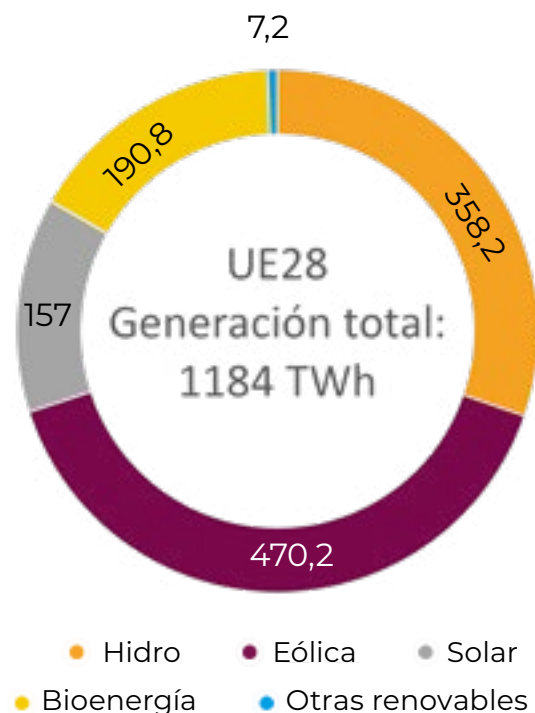


Figura 2. Generación eléctrica total renovable en la UE en 2020. Fuente: Agora Energiewende. The European Sector in 2020.

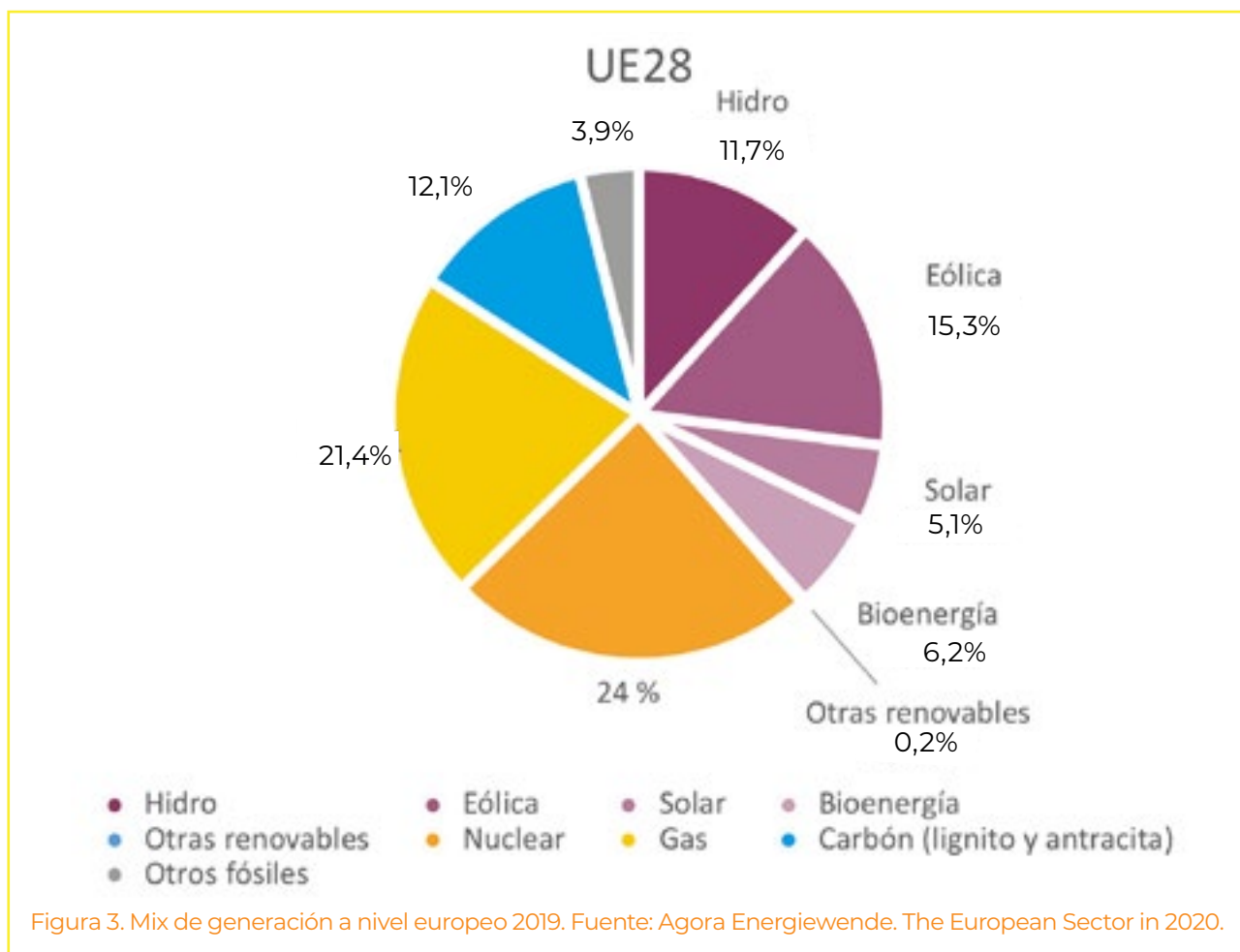
millones de toneladas de CO2 menos por año, lo que equivale al 7% de las emisiones de efecto invernadero de Europa en 2020. De manera que para 2030, el carbón debería desaparecer para cumplir el objetivo de una reducción del 55% de emisiones de CO2.

Tanto Países Bajos, como Alemania, España y los países del Este continúan produciendo un cierto porcentaje de energía a partir de carbón, ayudados por el despliegue de las renovables. Alemania (siendo el mayor consumidor absoluto de carbón de Europa) vio reducida su generación un 22% en 2020, ligeramente mayor a la media Europa con un 20%. Incluso llegó a tener la generación más baja a partir de carbón de su historia, que desde febrero hasta julio provocó que Polonia se convirtiera en el mayor consumidor de este combustible.

Pasando a la generación nuclear, en 2020 ha sufrido una disminución de un 20%, debido a problemas técnicos en Francia y Bélgica combinados con cierres permanentes en Suecia y en Alemania. Además, podría decirse, que desde 1990 no se experimentaba una disminución tan notable, porque es incluso mayor que en 2011 cuando Alemania cerró un número elevado de sus plantas por el accidente de Fukushima.

En Francia, la generación nuclear cayó un 11% como consecuencia de indisponibilidades. Al igual que Suecia, cuya generación disminuyó 17 TWh menos, en parte por el cierre de su central de Ringhals a finales de 2019.

La generación nuclear va a seguir limitándose como consecuencia de los planes de cierre permanente de cada país: Alemania tiene como objetivo 2022,



Bélgica tiene 2025 como objetivo y España 2030, así como Francia sufrirá en 2035 una reducción a la mitad de su potencia nuclear como consecuencia del mix energético previsto. Lo anterior es un claro ejemplo de la necesidad inmediata de aumentar las capacidades de energía solar y fotovoltaica.

A pesar de caída de la demanda por la pandemia, el gas natural sólo decreció un 4% este pasado año. La reducción de combustibles fósiles en 2020 fue en mayor medida gracias al carbón, no así al gas natural, que en principio suele tener un precio no muy elevado lo que le convierte en la principal fuente energética en Europa, con un 24% del mix energético.

Aunque la energía solar y la fotovoltaica sustituyen al carbón, ningún país ha conseguido tener reducciones significativas del gas. De hecho, en países como Grecia, Países Bajos o Polonia ha crecido este sector.

Europa continúa dependiendo del gas ruso y argelino, lo que compromete en gran manera su

seguridad energética. Esta dependencia al suministro internacional trae en consecuencia un lastre económico que limita seriamente su margen de actuación en la arena geopolítica. La dependencia de las energías fósiles importadas encuentra un rival en las energías renovables, que Europa está resuelta a utilizar para librarse de semejante carga.

Finalmente sería interesante estudiar los precios de la electricidad doméstica. Claramente, Alemania es el país que ha tenido los precios más elevados en 2020, manteniéndose en los 0,3 €/kWh los dos semestres, seguido de Bélgica y Dinamarca con precios de 0,28 €/kWh el primer y segundo semestre respectivamente. De igual manera, Hungría es el que menor precio ha tenido con 0,10€/kWh.

En el 2021, como consecuencia del encarecimiento del gas y de los derechos de emisión del CO₂, los precios se han incrementado llegando a valores de 100 €/MWh en el mercado mayorista, que se espera que se mantengan hasta finales de año. ■

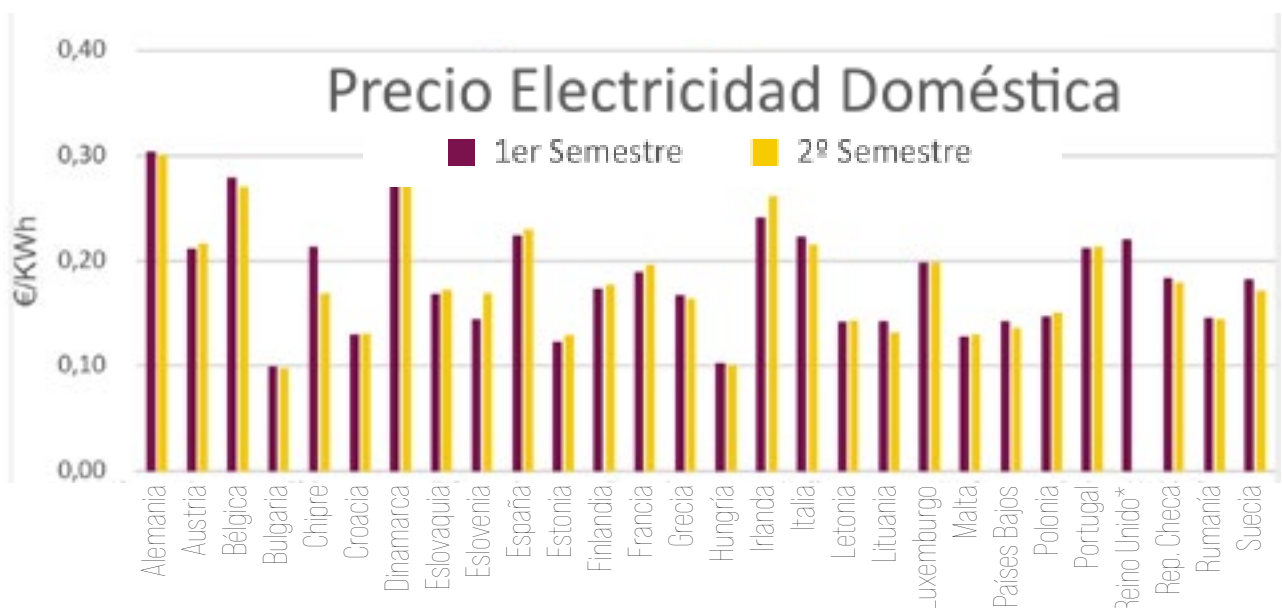


Figura 4. Precio de la electricidad doméstica en la UE - Primer y segundo semestre de 2020. Fuente: Eurostat¹.

Fuente: Solar Power Europe

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 para impulsar la economía de la unión, su seguridad y su compromiso en la lucha contra el cambio climático. Así, la política energética de la Unión Europea de los últimos años persigue tres objetivos principales: Seguridad de abastecimiento, Competitividad y 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 1997, La Unión se estableció como objetivo cubrir en 2010, y a partir de fuentes renovables, al menos el 12% de las necesidades de consumo de energía y el 22,1% de las de consumo eléctrico. 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 debía 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, siendo los tres principales objetivos:

1. El recorte del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990
2. Alcanzar un 27% de energías renovables en consumo bruto de energía final
3. Un 27% de ahorro de energía en comparación con el escenario existente en ese momento.

La finalidad es ayudar a la UE a lograr un sistema energético más competitivo, seguro y sostenible y 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 de 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.

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 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.
- Respaldar 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, todos los países han ido adoptando las medidas para llevar a la práctica lo establecido en el Reglamento.

El paquete ha contribuido a garantizar una transición energética limpia y justa en todos los niveles de la economía y estableció un sentido de dirección claro y común. Aporta seguridad regulatoria, lo que está facilitando la necesaria inversión pública y privada en la transición de energía limpia. Los cambios han traído 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, intro-

duciendo 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.

Asimismo, 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.

Directiva de Eficiencia energética – Directiva 2018/2002

Poner en primer lugar la eficiencia energética era 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 estableció



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 debería revisar al alza en 2023. Las principales medidas que estableció son:

1. 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.
2. 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.
3. 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 incluía un sólido sistema de gobernanza para la unión energética, a través del cual cada Estado miembro debía 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.

Los planes que los estados miembros están aprobando, están enfocados en los siguientes aspectos:

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

Diseño del mercado eléctrico

Otra parte del paquete iba dirigida a 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:

1. Una nueva regulación de la electricidad.
2. Una enmienda de la directiva sobre la electricidad.
3. La preparación para el riesgo.
4. 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 esta directiva que modificaba la realizada en el año 2012. En esta directiva definió 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 la Directiva recogía, se hacía preciso identificar las bases sobre las que el cambio debe transitar:

- 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”.

Los responsables de la gestión de la red como el organismo regulador deben ser organismos completamente independientes que tomen sus decisiones en base a parámetros claramente predefinidos.

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 ha fijado 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 consumidores 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 claves: (ver cuadro de los puntos clave del “Pacto Verde Europeo”)

Durante el presente año 2021, con la aprobación del paquete de medidas legislativas denominado “Fit for 55”, como parte del Pacto Verde Europeo, la Comisión Europea no solo ha confirmado estos compromisos, sino que ha acelerado el paso hacia la transición ecológica y ampliado sus objetivos en energías renovables.

Con la aprobación de “Fit for 55”, que incluye seis

Reglamentos y otras seis Directivas, la Comisión Europea ha revisado su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, pasando de un objetivo del 40% al 55% para 2030 respecto a los niveles de 1990, asimismo, el objetivo de consumo final de energía renovable pasa del 32% al 40%, un salto cuantitativo a 2030.

Destaca también en esta iniciativa la revisión del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE), en particular la ampliación al transporte marítimo, la revisión de las normas sobre emisiones de la aviación y el establecimiento de un régimen de comercio de derechos de emisión independiente para el transporte por carretera y los edificios.

Otras iniciativas que incluye este paquete son que todos los vehículos nuevos matriculados a partir de 2035

sean de cero emisiones, y el nuevo impuesto al carbono en frontera (CBAM, *Carbon Border Adjustment Mechanism*), que afectará, a partir de 2026, a un gran número de productos importados, tan relevantes como el acero o el aluminio.

Para terminar, no podemos dejar de mencionar la aprobación en 2021 por la Unión Europea, como consecuencia de la crisis económica sufrida por el COVID-19, del paquete de ayuda económica extraordinaria a los estados miembros, que se instrumentará a través del Fondo Europeo de Recuperación -*Next Generation EU*-, y que además de mitigar la crisis y fomentar el empleo, irán destinados a la transformación de la economía y a la cohesión (unidad de mercado) de todos los estados miembros, habiendo hecho la Unión Europea, especial hincapié en la transición ecológica y digital. ■

PUNTOS CLAVE "PACTO VERDE EUROPEO"

- a. **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.
- b. **Ley climática:** El texto recoge el compromiso de establecer una ley para consagrar el objetivo de neutralidad de cero emisiones 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%.
- c. **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.
- d. **Apoyo a la descarbonización:** Se facilitará la descarbonización a todos los Estados miembros, a través de una prospectiva para un mercado competitivo y abordando el problema de las emisiones de metano relacionadas con la energía.
- e. **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.
- f. **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 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 pasado 2019, las plantas a gran escala compitieron a precios razonables tanto en el sur como en el norte de Europa. Sólo unos meses después, la energía fotovoltaica daba un giro de 180 grados, requiriendo unas condiciones de financiación más exigentes para combatir los precios. Habría que señalar que este desafío junto con la crisis del coronavirus ha causado un menor impacto del esperado.

Sorprendentemente, la demanda de la tecnología fotovoltaica en la Unión Europea no sufrió una disminución el pasado 2020. Los estados miembros instalaron 20,8 GW en 2020, es decir una potencia ligeramente inferior a los 21 GW que se instalaron en el año 2019.

Encabezando el ranking de potencia se encuentra Alemania, posición que ha ocupado los pasados veinte años, sólo siendo superado por Italia una vez y por España. Después de una fase de consolidación de las primeras 'feed in tariff', el país con la mayor economía del continente ha sufrido una segunda evolución en 2018. Todo ello es consecuencia de una combinación de implantación de autoconsumo con esquemas de plantas de gran escala que varían de los 40 a los 750 kW. También se debe a las subastas del orden de los 10 MW y, por último, al esquema de tarifas regulatorio. A partir del período de ayudas de 2019 para instalaciones de 8,8 MW, le han seguido mayores potencias, como la mayor planta del mundo de 187 MW, que comenzó a verter a la red en noviembre de 2020, sin haber acabado de construirse.

Por su parte, España ha instalado 2,8 GW, prácticamente la mitad del año pasado en el que instaló 4,2 GW. Casi 4 GW de los 4,2GW de parques instalados en 2019 provienen de dos licitadores de 2017, sin embargo,

2020	
PAISES	ACUMULADA [GW]
Alemania	53,78
Italia	21,59
España	11,75
Francia	11,72
Países Bajos	10,21
Bélgica	5,65
Polonia	3,94
Grecia	3,25
Austria	2,21
Rep. Checa	2,07

Figura 1. Potencia acumulada en los principales mercados fotovoltaicos de la UE

en 2020 no hubo más capacidad instalada de otras licitaciones. De hecho, casi un 1,5 GW de las instalaciones de 2020 provienen de una red de acuerdos PPA que estima instalar más de 100 GW. Al mismo tiempo el sector del autoconsumo creció menos de lo esperado, como consecuencia de la crisis del COVID-19, que afectó con más gravedad a España. Exceptuando al sector del autoconsumo residencial, que no se ha visto tan afectado gracias a los incentivos fiscales de los ayuntamientos y comunidades autónomas.

Francia por su parte ha crecido un 8% en capacidad, para 2023 tendría que llegar a los 20 GW, por consiguiente, instalar cerca de 10 GW en tan solo dos años. Lo anterior es consecuencia de unos procedimientos administrativos lentos, así como el acceso de conexión a la red.

Otro de los países que ha experimentado un incremento relevante ha sido Países Bajos, instalando 3 GW, es decir un 18% de la potencia instalada de 2019. El sector de mayor desarrollo ha sido el residencial fotovoltaico, creciendo incluso un 50%. Por su parte, los parques fotovoltaicos se mantienen con un 20% del total de las instalaciones, la planta de mayor tamaño se encuentra en Groningen de 110 MW empezando a ser operativa a finales de año. En este país especialmente hay un interés latente por la

fotovoltaica flotante y las marquesinas, la de mayor tamaño de 35 MW aún a la espera de su construcción.

Sin duda Polonia se convierte en la gran sorpresa del mapa fotovoltaico. Curioso al ser el país de mayor consumo de carbón en Europa, representando el 75% de su generación energética. En este caso, el eje principal se concentra en el autoconsumo, con un marco de políticas tarifarias bastante favorables, y aunque la mayoría de los sistemas son menores de 1MW, se llega a tener más de 350.000 instalaciones. Polonia ofrece numerosos incentivos económicos, incluida la reducción del IVA e impuestos sobre la renta y préstamos a bajo interés. El segmento de la micro generación se complementa con un conjunto de contratos PPA que acaba de ver sus primeros sistemas instalados.

Junto con Polonia, se encuentra Hungría, que ha sufrido un incremento del 39% de su capacidad, no obstante, entre sus planes sigue mantener en el mix energético un alto porcentaje de energía nuclear.

Existen muchas razones para los recientes desarrollos de energías renovables y la visión tan optimista que reina en toda la Unión Europea, además de por la versatilidad de la tecnología y la constante mejora de los costes, también por el apoyo político desde Bruselas. ■



Figura 2. Crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en países de la UE entre 2019 y 2020.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL ESTATAL



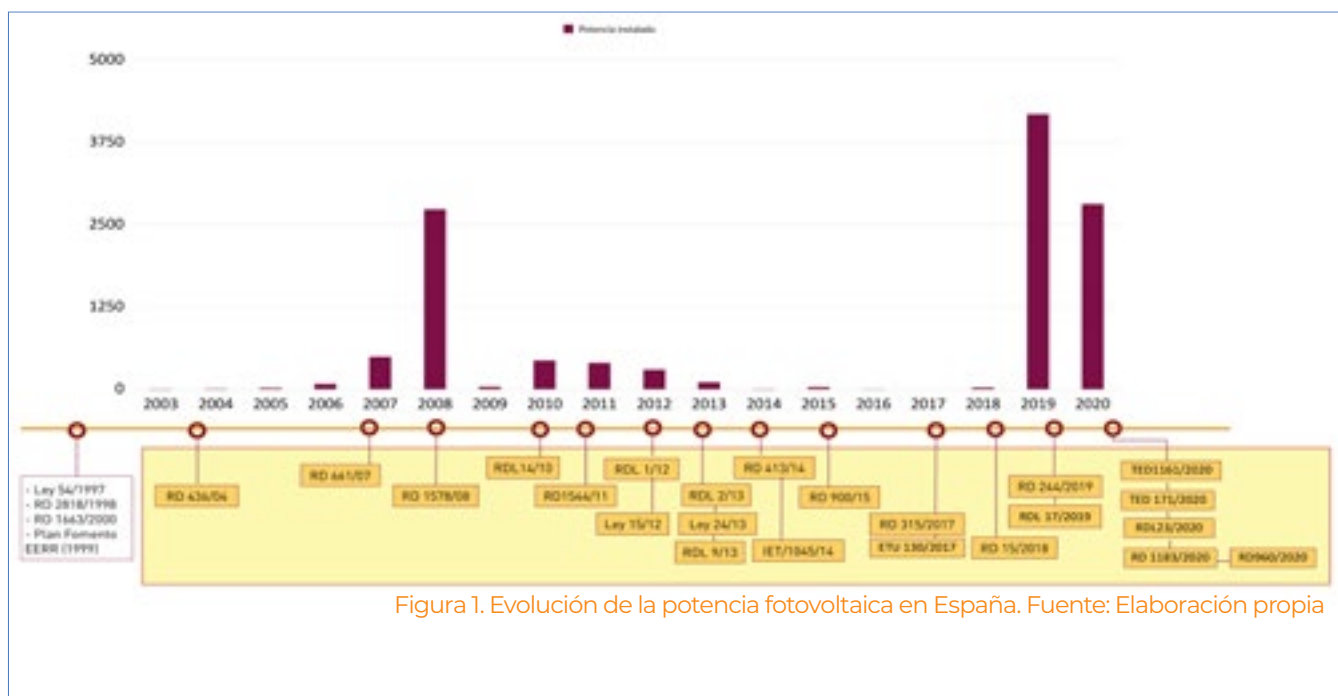
4



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

Introducción:

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 producción de energía eléctrica con renovables, y (iii) 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 Fomento de Energías Renovables de 1999¹, que preveía, entre 1999 y 2010, la instalación de 11.000 MW renovables.

¹ Plan de fomento de energías renovables en España

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 Termoelectrica	0	200	200
Residuos Sólidos	94	262	168
Total	18.857	30.356	11.499

Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables España.

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-IDAE 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 sistema de incentivos que giraba en torno a la Tarifa Media de Referencia (TMR) establecida para ese año.

Opción 1: Tarifa Regulada



Opción 2: Venta a mercado



Donde:

EG: Energía generada, en MWh

PP: Precio del "pool", en €/MWh

PR: Prima, en €/MWh

IN: Incentivo, en €/MWh

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.

Las primas, el incentivo o la tarifa regulada dependía del tamaño de la instalación, siendo más favorables para aquellas de tamaño menor.

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 resolvieron 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.

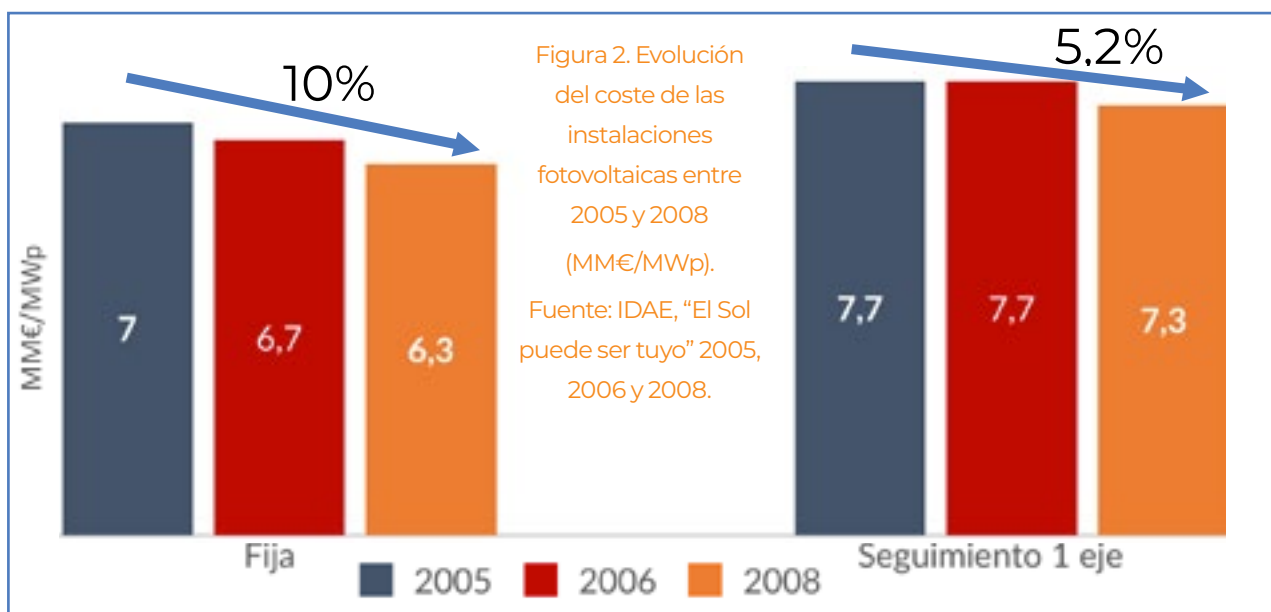
Del mismo modo, los costes de la tecnología continuaban siendo elevados y por ello las inversiones no acababan de ser del todo atractivas. El IDAE elaboró, entre 2005 y 2008, unos dosieres que reflejaban los costes estimados de diversas instalaciones tipo. Podemos observar estos resultados en el siguiente gráfico.

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 2. 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 Termoelectrica	0	500	500
Residuos Sólidos	189	189	0
Total	27.033	42.495	15.462

Fuente: PER 2005-2010.



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.



Donde:

EG Energía generada, en MWh

PP: Prima, en €/MWh

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, tomando 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 y 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.

Tabla 3. Limitación de horas coyuntural 2011-2013.

Fuente: RDL 14/2010.

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

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.



Figura 3. Potencia fotovoltaica instalada 2009-2011.

Fuente: Elaboración propia a partir de Registros oficiales del Ministerio.

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.

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.

Tabla 4. Objetivos de potencia 2011-2020. PER.

Fuente: PER 2011-2020.

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

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 RD-L 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 RD-L 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 RD-L 9/2013.

Un año más tarde, se publica el RD 413/2014 y su orden IET 1045/2014 de acompañamiento. En el este RD se explica el concepto de rentabilidad razonable, introducido en el RD-L 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.



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

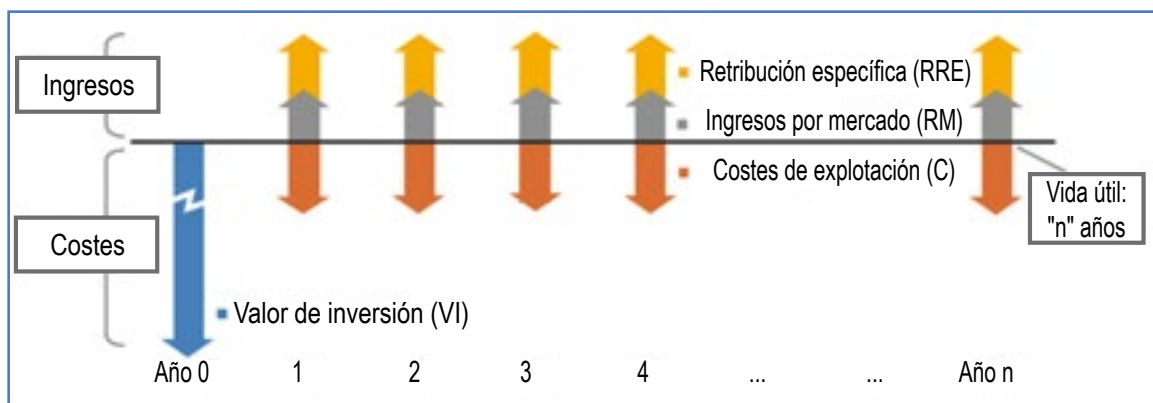
La norma introdujo también la valoración de la rentabilidad razonable, calculada como la suma del rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos. Lo que situó la rentabilidad razonable alrededor al 7,5%.

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:

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.



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 que 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 pujan 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:

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

Tabla 5. Convocatoria de subastas renovables en 2016 y 2017.

Fuente: Informes supervisión de subastas para la asignación del régimen retributivo específico publicados por CNMC.

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 por 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 caracterizó 2019, fue por el cambio de política energética. En efecto, se pasó a un panorama legislativo 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 basó sobre dos grandes ejes:

En primer lugar, cabría destacar el autoconsumo. Con la aprobación del Real Decreto 244/2019 abrió de forma relevante esta alternativa energética dado que favorece y desarrolla de forma clara y nítida el marco normativo de este tipo de instalaciones. 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 RDL17/2019 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 más un diferencial.

Asimismo, 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. Eso pone de manifiesto la autosuficiencia y madurez de un sector que únicamente necesitaría de la agilización tramitativa 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 10MW para evitar una nueva concentración sectorial y democratizar la energía para toda la sociedad.

2020, El año con la mayor actividad regulatoria:

En junio de 2020, se publicó el RDL23/2020 por el que se introducía un nuevo marco retributivo a las renovables y la habilitación de la hibridación de las instalaciones. Sin embargo, también se introdujo una moratoria en la solicitud de nuevos permisos de acceso para plantas que se mantuvo vigente hasta la aprobación del RD1183/2020.

Asimismo, también se modificó el sistema retributivo a las renovables, así como la simplificación y

agilización de los trámites de los proyectos. Entre otras cuestiones, se regulan los casos en los que el promotor no necesita renovar determinadas autorizaciones si modifica el proyecto de forma no sustancial y se simplifica el procedimiento de autorización de las instalaciones móviles que se conectan a la red de transporte y distribución. Este tipo de dispositivos, tales como transformadores o reactivancias, van a desempeñar un papel cada vez más relevante para la transición energética, al permitir maximizar las renovables, ya que aportan flexibilidad y agilidad a su operación.

Para dar continuidad al anterior Real Decreto a finales de diciembre se publicó el RD 1183/2020 que regulaba los permisos de acceso y conexión. Las principales características de este Real Decreto son las siguientes:

- I Las distribuidoras deberán habilitar una plataforma online con información sobre sus redes y la capacidad disponible en cada nudo;
- II. Mantenimiento de la moratoria hasta que las plataformas no estén operativas -desde el 1 de julio de 2021 no existe moratoria-;
- III. Nueva definición de potencia para fotovoltaica, que será la menor de la suma de los módulos y los inversores;
- IV. Se establece el procedimiento de acceso y conexión, los interlocutores, figuras existentes -solicitante, gestor de red y titular de red-, así como los plazos de cada uno de los procedimientos;
- V. Se establece un procedimiento abreviado de conexión para determinadas instalaciones;



- VI. Se autorizan los permisos de acceso y conexión para instalaciones híbridas (al menos una debe incorporar renovables o sistemas de almacenamiento);
- VII. Se permite la hibridación con instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, sin que se pierda tal derecho, así como la hibridación de cogeneración;
- VIII. Se establecen los avales en 40€/kW para instalaciones de generación -con excepciones para autoconsumo-;
- IX. En caso de denegación del punto de conexión por falta de capacidad de la red, solo se recuperará el 80% del aval, salvo que se justifique que cuando se constituyó el aval existía capacidad en el nudo y;
- X. Se habilita al Ministerio para la organización de concursos de capacidad de acceso en determinadas actuaciones.

Por otro lado, en noviembre de 2020 se publicó el RD960/2020 por el que se desarrolla básicamente el marco de las próximas subastas de instalaciones de energías renovables que se llevarán a cabo a futuro entre los que destacan: el establecimiento de un calendario de celebración de subastas con objeto de favorecer su previsibilidad, la facilitación del acceso a la financiación de los proyectos y la regulación del mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Real Decreto RD960/2020 en diciembre se aprobó la Orden TED/1161/2020 que regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo entre los ejercicios 2020-2025. Según esta norma, el calendario a seguir será el siguiente: ■

Tabla 6. Volúmenes mínimos de potencia subastada desde 2020 a 2025 (MW). Fuente: TED1161/2020.

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Eólica	Incremento	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica	Incremento	1.000	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar Termoléctrica	Incremento		200		200		200
	Acumulado		200	200	400	400	600
Biomasa	Incremento		140		120		120
	Acumulado		140	140	260	260	380
Otras (biogás, maremotriz, hidráulica, etc.)	Incremento		20		20		20
	Acumulado		20	20	40	40	30



4.2 PNIEC

Durante el año 2021, concretamente en la reunión del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, se aprobó la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, siendo publicado en el BOE y remitido a la Comisión Europea, en cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Reglamento (UE) 2018/1999, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Recordamos que estos planes son una exigencia de la Comisión Europea, y que por tanto deben ser elaborados y entregados por todos los estados miembros para que la Unión Europea pueda planificar el cumplimiento de sus objetivos en materia de cambio climático en coherencia con el Acuerdo de París.

El PNIEC responde, por tanto, a la obligación de acelerar la lucha contra el cambio climático y mejorar nuestro bienestar, de acuerdo con las agendas y calendarios que ya han establecido la Comisión Europea, el Convenio de Cambio Climático (Acuerdo de París) y la ONU (Objetivos de Desarrollo Sostenible).

El PNIEC define los objetivos nacionales, con políticas y medidas para alcanzarlos, para cada una de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía:

1. Seguridad energética.
2. Mercado interior de la energía.
3. Eficiencia energética.
4. Descarbonización.
5. Investigación
6. Innovación y competitividad.

Destacando, entre otras cuestiones:

- Reducir en un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- Que las energías renovables supongan el 32% sobre el consumo total de energía bruta.
- Mejorar la eficiencia energética en un 32,5%.
- Conseguir una interconexión del 15% de los Estados miembros, es decir, infraestructuras eléctricas que posibiliten el intercambio de energía entre países próximos.



Dentro de estas últimas medidas de eficiencia energética, destacan a su vez, las medidas relativas al transporte, donde El PNIEC prevé reducciones muy acusadas del uso del transporte individual en beneficio del transporte público y un cambio significativo hacia el ferrocarril en lo que respecta al transporte de mercancías; relativas a la penetración de vehículos eléctricos, asumiendo el PNIEC un parque de 5 millones de vehículos eléctricos en 2030; y la rehabilitación energética de edificios.

Marco estratégico

El PNIEC es por tanto el marco estratégico que debe facilitar la transformación de la economía española, estableciendo una hoja de ruta para la próxima década, que fija un objetivo de penetración de renovables en el consumo total de energía final del 42%; Un objetivo de mejora de la eficiencia energética del 39,6%; y un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, del 21%.

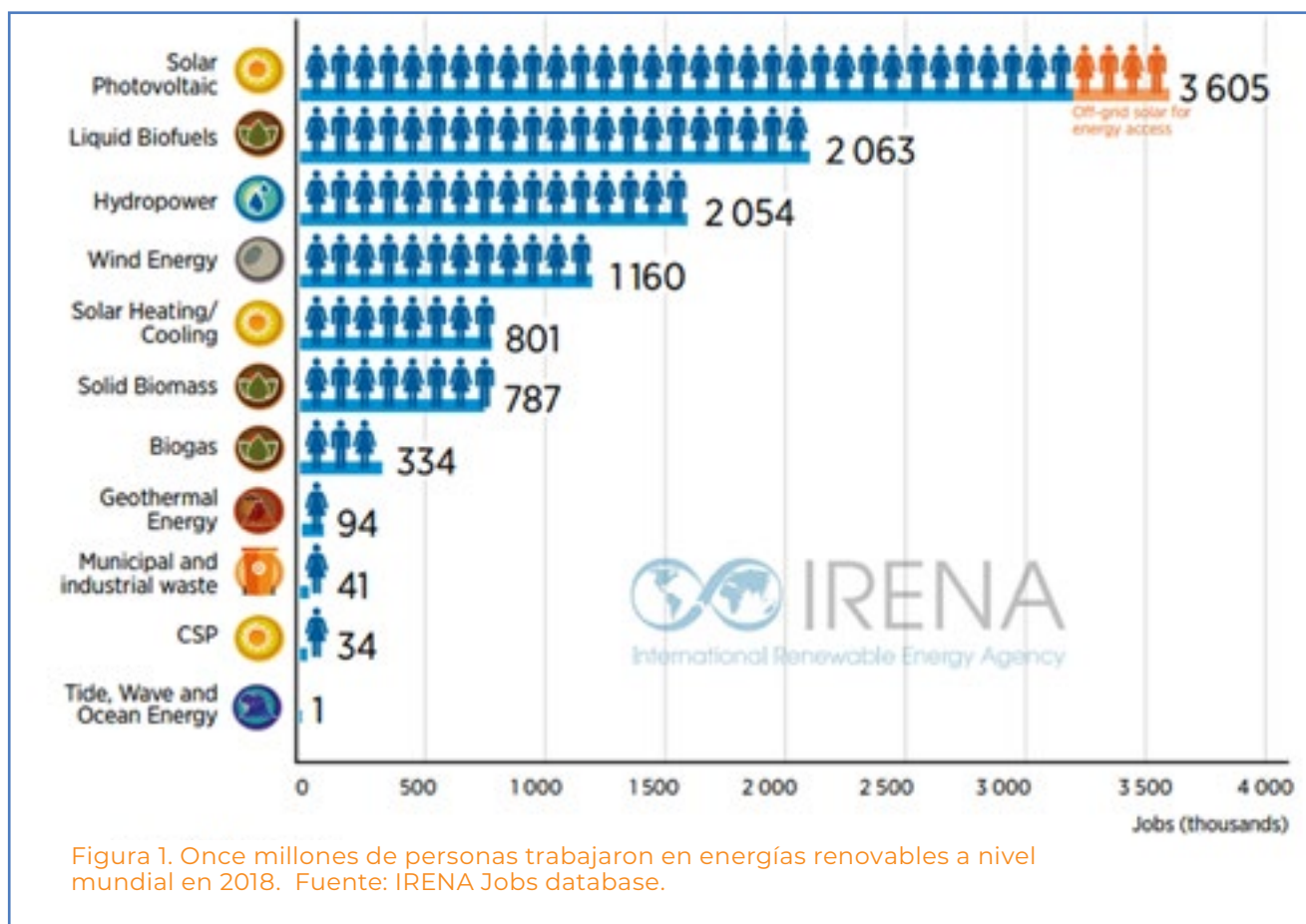
Además, se prevé una reducción de la importación de combustibles fósiles en 75.379 millones

de euros hasta 2030, que supondría una reducción de quince puntos porcentuales esta dependencia energética, pasando del 74% de la actualidad al 59%.

Para 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI, en coherencia con la estrategia europea, además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable.

De esta manera, con arreglo al análisis de Impacto de la Comisión Europea para aumentar la ambición climática a un 55 % en la Unión en 2030, la penetración de renovables en energía final tendría que incrementarse hasta alcanzar entre el 38% y el 40% para 2030, y la eficiencia energética entre el 36% y el 37%. El PNIEC aprobado por España, conforme se ha indicado ya establece un 42 % en renovables y 39,6 % en eficiencia para 2030.

Lo mismo sucede con el objetivo de reducción de gases de efecto invernadero en los sectores difusos



que implica una disminución de un 39 %, según incluye la evaluación de la Comisión sobre nuestro PNIEC, sobrepasando en 13 puntos la meta fijada para estos mismos sectores en el Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París.

Se estima que el PNIEC va a movilizar una inversión 236.000 millones de euros durante la década 2021-2030; va a suponer un aumento del Producto Interior Bruto (PIB), respecto del escenario sin plan, de entre 19.300 y 25.100 millones de euros al año a lo largo de la década, lo que representa un aumento del 1,8% en 2030; y va a suponer un

impacto sobre el empleo, asimismo respecto del escenario sin plan, de 250.000- 364.000 empleos netos (empleo anual constante), lo que representa un aumento del 1,7% en 2030.

En cierto modo el PNIEC se alinea con los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) de la ONU, pues plantea a través de alianzas en todos los sectores actuar de forma transversal para conseguir su principal objetivo, una economía neutra en carbono para 2050.

Por su parte, los beneficios para la salud del Plan Nacional han sido estimados en una reducción en el número de muertes prematuras debidas a la contaminación atmosférica de 2.222 muertes menos en el año 2030, respecto al escenario tendencial, lo que implica pasar de 8.951 a 6.729 muertes prematuras en el objetivo respecto del tendencial, una reducción del 25%.

Sector eléctrico

En cuanto al sector eléctrico, el PNIEC prevé un crecimiento del consumo de electricidad de un 7% en la década, frente a un 3% del tendencial, pasando el consumo final de electricidad de representar un 24% del mix de energía final en 2015, al 27% en 2030.

En el año 2030 el PNIEC prevé una potencia total instalada en el sector eléctrico de 157.000 MW (105.100 en la actualidad), de los que 50.258 serán energía eólica, 36.882 solar fotovoltaica, 27.146 centrales de ciclo combinado de gas, 24.133 hidráulica y bombeo y 7.303 solar termoeléctrica, por citar sólo las más relevantes.

Para la próxima década se esperan:

- +22.290 MW de energía eólica.
- +28.473 MW de energía fotovoltaica.
- + 5.000 MW de energía termosolar.
- Desaparición total del carbón.
- Mantenimiento del gas.
- -4.218 MW de la energía nuclear.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé añadir otros 57 GW de potencia renovable y 6 GW de almacenamiento (3,5 GW de bombeo y 2,5 GW de baterías), con una presencia equilibrada de las diferentes tecnologías renovables.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

Tabla 1. Parque de generación del escenario objetivo en MW. Fuente: PNIEC.



El nivel de penetración de energías renovables en el sector de la generación eléctrica alcanza en 2030 el 74%, desde el aproximadamente 38-40% actual.

El Plan prevé, asimismo, para el año 2030 una generación eléctrica de 337.448 GWh, cuyas principales contribuciones serán, 116.110 GWh de la eólica, 66.373 de la solar fotovoltaica, 29.045 de la hidráulica, 24.800 de la nuclear, y 34.922 de los ciclos combinados.

La inversión total requerida para la transformación del sector eléctrico, incluyendo las inversiones en tecnologías renovables y en la ampliación y modernización de las redes de transporte y distribución, sobrepasa los 125.000 millones de euros a lo largo de la década 2021-2030, la cual será llevada a cabo mayoritariamente por el sector privado.

En el aspecto social, el plan se acompaña de una Estrategia de Transición Justa dirigida a prever y gestionar con criterios de solidaridad las consecuencias que tenga sobre aquellas comarcas y personas directamente vinculadas a tecnologías contaminantes.

En definitiva y dejando a un lado los datos estadísticos, el PNIEC es una cuestión estratégica

para el país para luchar contra el cambio climático e impulsar la economía, que debería ayudar a extender unas energías renovables cada vez más competitivas, pero también a ampliar el autoconsumo, la generación distribuida y la gestión de la demanda a través de los agregadores.

Disponer de un plan como el PNIEC es, sin duda, positivo y permite detallar y reflexionar sobre la multiplicidad de medidas que se propone adoptar en un periodo determinado, en este caso 2021-2030, para lograr una senda de emisiones que sea compatible con una economía descarbonizada a mediados de siglo.

En cualquier caso, el PNIEC es solo un primer paso en una estrategia de largo plazo, que exige de un intenso proceso de seguimiento y adaptación de las actuaciones, así como de la evaluación de los resultados, y adopción de las medidas complementarias oportunas, lo que resulta más importante que el largo desglose de medidas a adoptar que se pueda plantear en cualquier planificación.

Eficiencia energética

Otro de los objetivos del PNIEC es lograr una reducción de energía primaria del 1.9% cada año desde 2017 hasta 2030 para cumplir con la Directiva



Europea de Eficiencia Energética 2012/27/UE. Se trata de una estrategia de ahorro diseñada a mejorar la calidad de la vida las personas, en especial, de las más vulnerables.

1. Ahorro de eficiencia energética en el transporte

Empezando por el transporte, la idea es actuar sobre la movilidad urbana, con una mayor participación de los modos más eficientes, en detrimento del vehículo privado con baja ocupación, fomentando el uso compartido, así como la bicicleta y la marcha a pie.

Es previsible la generalización en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes de zonas de limitación al tráfico de los vehículos más contaminantes a partir del año 2023. Por lo que, se tiene como objetivo un 22% de energías renovables para el transporte para el 2020. Se pretende así mejorar la calidad del aire, disminuyendo las partículas NOx y los gases efecto invernadero.

Del mismo modo, están previstas ayudas económicas para renovar el vehículo por otros menos contaminantes, apostando así por

los vehículos eléctricos, los cuales pasarían a cinco millones para 2030 representando el 16% de parque de vehículos de carretera.

2. Ahorro de energía en la vivienda.

En cuanto a edificación, el PNIEC da prioridad a la rehabilitación energética de las viviendas, empezando por mejorar la envolvente térmica de los edificios. También se prevén ayudas públicas para abordar estos cambios en las viviendas que mejorarán la certificación energética aumentando el valor de estas. Se tratará de mejorar las instalaciones de transporte de los fluidos o los sistemas de control energéticos. En total, se espera renovar las instalaciones térmicas de más de 300.000 viviendas cada año de 2021 a 2030.

Se prevén medidas y obligaciones para las empresas, grandes y pequeñas, y para la Administración pública, la cual debe tener un papel proactivo en este cambio. Está previsto que el parque de edificios de la propia Administración renueve 300.000 m² al año, es decir por encima del 3% que exige la directiva Europea de Eficiencia Energética. ■

4.3 Novedades 2020

Subastas.

A finales de 2020, el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico ('MITECO') aprobó mediante la Orden TED/1161/2020, el primer mecanismo de subastas de energía renovable con el nuevo marco retributivo, para poner en marcha el calendario de subastas para los próximos cinco años.

El texto desarrolla normativamente el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

La aprobación de esta orden y la puesta en marcha de las subastas responde a la necesidad de ofrecer un marco estable que atraiga la inversión y fomente la actividad económica en toda la cadena de valor de las energías renovables del país en un escenario de recuperación tras la crisis sanitaria, al tiempo que permite que los consumidores se beneficien de manera directa de las reducciones de costes de generación de estas tecnologías.

En el año 2020 se convocaron subastas para la asignación de régimen económico de energías renovables para un mínimo de 3.000 MW, de los que al menos 1.000 MW se destinarán a energía eólica; 1.000 MW a fotovoltaica, que-

dando el resto de potencia a subastar sin restricción tecnológica.

La primera subasta se celebró el pasado enero de 2021 adjudicando finalmente 3.034 MW a un precio por debajo del mercado, lo que se traduciría en ahorros directos en la factura de la luz. Corresponden a la tecnología fotovoltaica 2.036 MW y 998 MW a la tecnología eólica, asignada a 32 adjudicatarios. En concreto, la subasta se saldó con un precio medio ponderado de 24,47 euros/MWh para la tecnología fotovoltaica y de 25,31 euros/MWh para la eólica, un 43% de media inferior a la estimación de precios a largo plazo.

La concurrencia de participantes a esta primera convocatoria - 84 participantes ofertaron 9.700 MW, más de 3 veces el cupo asignado-, ha evidenciado el interés inversor por las renovables en España.

Al incorporarse más renovables al sistema, la energía generada por centrales térmicas que marcan el



precio marginal, más cara, queda desplazada, lo que supone que el precio medio anual del mercado eléctrico se reduciría alrededor de 0,8 €/MWh. Además, al integrarse el precio del mercado de la energía de la subasta, adjudicada a un precio inferior, se reducirá el precio medio anual en aproximadamente 0,5 €/MWh. Para ello se considera, la producción media anual de las distintas tecnologías adjudicatarias, su precio medio ponderado de adjudicación por tecnología, su incorporación en el mercado eléctrico en el año 2023 así como el precio del mercado de futuros del mercado eléctrico para dicho año.

Posteriormente, en agosto de 2021 el MITECO lanzó una segunda subasta del período 2020-2025. Esta subasta es la segunda con el sistema establecido por el Real Decreto 960/2020 y fija plazos más ajustados que la primera para que las instalaciones ganadoras estén operativas.

Así, se plantea una reserva de potencia de disponibilidad acelerada, con 600 MW para plantas

eólicas o fotovoltaicas ya en avanzado estado de tramitación, que tendrán que estar construidas en un plazo de ocho meses desde la adjudicación de la retribución regulada, de modo que tengan impacto antes del verano de 2022.

Junto con esta reserva de disponibilidad acelerada, la subasta prevé una reserva de 1.500 MW para eólica terrestre, otra de 700 MW para fotovoltaica, otra de carácter neutra de 200 MW y otra de 300 MW para sistemas solares distribuidos. Estos 300 MW están dirigidos a instalaciones fotovoltaicas menores o iguales a 5 MW, con fuerte carácter local, y en la adjudicación se tendrán en cuenta elementos como la población próxima al emplazamiento o la participación ciudadana en las instalaciones.

El apoyo específico a los pequeños sistemas de generación distribuida responde a que aportan una mayor eficiencia, porque precisan menos infraestructuras de red y reducen las

pérdidas de energía en ellas; también se ha considerado la necesidad de democratizar el sistema eléctrico, buscando la participación de los ciudadanos, así como de otros agentes, como PYMES y entidades locales, en el despliegue de las tecnologías renovables.

Acceso y conexión a las redes eléctricas

El pasado 31 de diciembre entró en vigor el nuevo Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica ("RDAE"), que establece (a falta de la

aprobación de la circular de acceso y conexión por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia –"CNMC"–) un nuevo marco más simple y más transparente para el acceso y conexión a las redes eléctricas, en un escenario en el que existe una creciente demanda de acceso a las redes eléctricas para las instalaciones de generación, incentivada por los compromisos estatales con la lucha contra el cambio climático⁰.

Con el RDAE, entra definitivamente en vigor el artículo 33 de la Ley del Sector Eléctrico (siete años después de su aprobación). ■

LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE ESTE REAL DECRETO SE COMENTARON EN EL PUNTO 4.1, SON LAS SIGUIENTES:

- I Las distribuidoras deberán habilitar una plataforma online con información sobre sus redes y la capacidad disponible en cada nudo.
- II Mantenimiento de la moratoria hasta que las plataformas no estén operativas -desde el 1 de julio de 2021 no existe moratoria-.
- III Nueva definición de potencia para fotovoltaica, que será la menor de la suma de los módulos y los inversores.
- IV Se establece el procedimiento de acceso y conexión, los interlocutores, figuras existentes -solicitante, gestor de red y titular de red-, así como los plazos de cada uno de los procedimientos.
- V Se establece un procedimiento abreviado de conexión para determinadas instalaciones.
- VI Se autorizan los permisos de acceso y conexión para instalaciones híbridas (al menos una debe incorporar renovables o sistemas de almacenamiento).
- VII Se permite la hibridación con instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, sin que se pierda tal derecho, así como la hibridación de cogeneración.
- VIII Se establecen los avales en 40€/kW para instalaciones de generación -con excepciones para autoconsumo-.
- IX En caso de denegación del punto de conexión por falta de capacidad de la red, solo se recuperará el 80% del aval, salvo que se justifique que cuando se constituyó el aval existía capacidad en el nudo.
- X Se habilita al Ministerio para la organización de concursos de capacidad de acceso en determinadas actuaciones.



4.4 Nuevos parámetros retributivos

Orden TED/171/2020. Principales características. El pasado 24 de febrero 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 tiene su inicio el 1 de enero de 2020”.

Esta norma responde a la actualización de parámetros retributivos, la cual fue establecida por el RD 436/2004 y descrita en el punto 4.1 de este informe. No obstante, conviene destacar que la Orden incluyó novedades muy relevantes para los productores fotovoltaicos:

- La norma establece la tasa de rentabilidad razonable que será de aplicación durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025. Dicha tasa variará en función de ciertas características:
 - Instalaciones puestas en marcha con anterioridad a la aprobación del RDL9/2012: Se mantiene el 7,398% vigente durante el primer periodo regulatorio (2013 a 31 de diciembre de 2019).
 - Asimismo, la norma establece que, si se renuncia a establecer un procedimiento judicial contra el régimen retributivo específico, esta tasa de rentabilidad razonable será de aplicación durante dos periodos regulatorios, es decir hasta el 31 de diciembre de 2031. Esta medida tiene como objeto que los productores que actualmente se encuentran en laudo contra el Estado español desistan del mismo aceptando esta extensión de la tasa de rentabilidad razonable.
- Instalaciones puestas en marcha con posterioridad a la aprobación del RDL9/2012: Se establece una tasa de rentabilidad razonable del 7,09%.
- Se establece una estimación del precio de mercado para los años restantes de aplicación de la retribución regulada: 2020 (54,42€/MWh); 2021 (52,12€/MWh); 2022 (48,82€/MWh) y 2023 en adelante (48,82 €/MWh).

Al respecto de estos precios se debe señalar que la realidad del mercado eléctrico difiere notablemente de los establecidos en la Orden. Así, mientras que en 2020 el precio fue muy inferior al previsto por el Ministerio (33,96€/MWh), el año 2021 está siendo un año de récord histórico con precios superiores a los 100€/MWh. De hecho, el precio medio ponderado del mercado eléctrico durante el periodo comprendido entre enero y agosto de 2021 se ha situado por encima de los 68€/MWh¹. A mayor abundamiento, los mercados de futuros OMIP establecen precios para 2022 superiores a 95€/MWh. Es decir, de mantenerse esta tendencia, los productores fotovoltaicos tendrán una sobrerretribución durante el trienio com-

prendido entre 2020 y 2022, aunque, por aplicación de la normativa, dicho importe será objeto de ajuste en el periodo 2023-2025 (ver funcionamiento del régimen retributivo específico en apartado 4.1)

- Adicionalmente establecen los siguientes coeficientes de apuntamiento por tecnología. Este coeficiente se debe aplicar sobre el precio medio del mercado estimado para calcular cuál es precio real que corresponde a cada tecnología. En este sentido, la norma establece un apuntamiento para la tecnología fotovoltaica de 1,0036.

Con los parámetros retributivos definidos por el Ministerio, se puede estimar cuál será el coste del Régimen Retributivo Específico para el sistema eléctrico español, el cual se detalla en la siguiente tabla: ■

Régimen Retributivo Específico (M€)				
TECNOLOGÍA	2019	2020	2021	2022
EÓLICA	1.485	1.232	1.232	1.232
BIOMASA ELÉCTRICA	293	239	253	267
BIOGÁS	54	38	40	41
COMBUSTIÓN RESIDUOS	139	98	99	106
HIDROELÉCTRICA	87	68	67	66
OLAS Y OCEANOTÉRMICA	1	1	1	1
SOLAR FV	2.548	2.437	2.470	2.502
SOLAR TERMOELÉCTRICA	1.346	1.273	1.295	1.316
COGENERACIÓN	1.244	870	936	972
TRAT. RESIDUOS – Purines	137	166	175	184
TRAT. RESIDUOS – Lodos aceite	105	69	75	81
TOTAL	7.439	6.491	6.643	6.768

Fuente: Informe CNMC sobre propuesta de parámetros 2020-2022

¹ Fuente: Elaboración propia a partir de los datos mensuales del OMIE.

4.5 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. . 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, que está 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 Produc-

ción. 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 lleva 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.

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

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

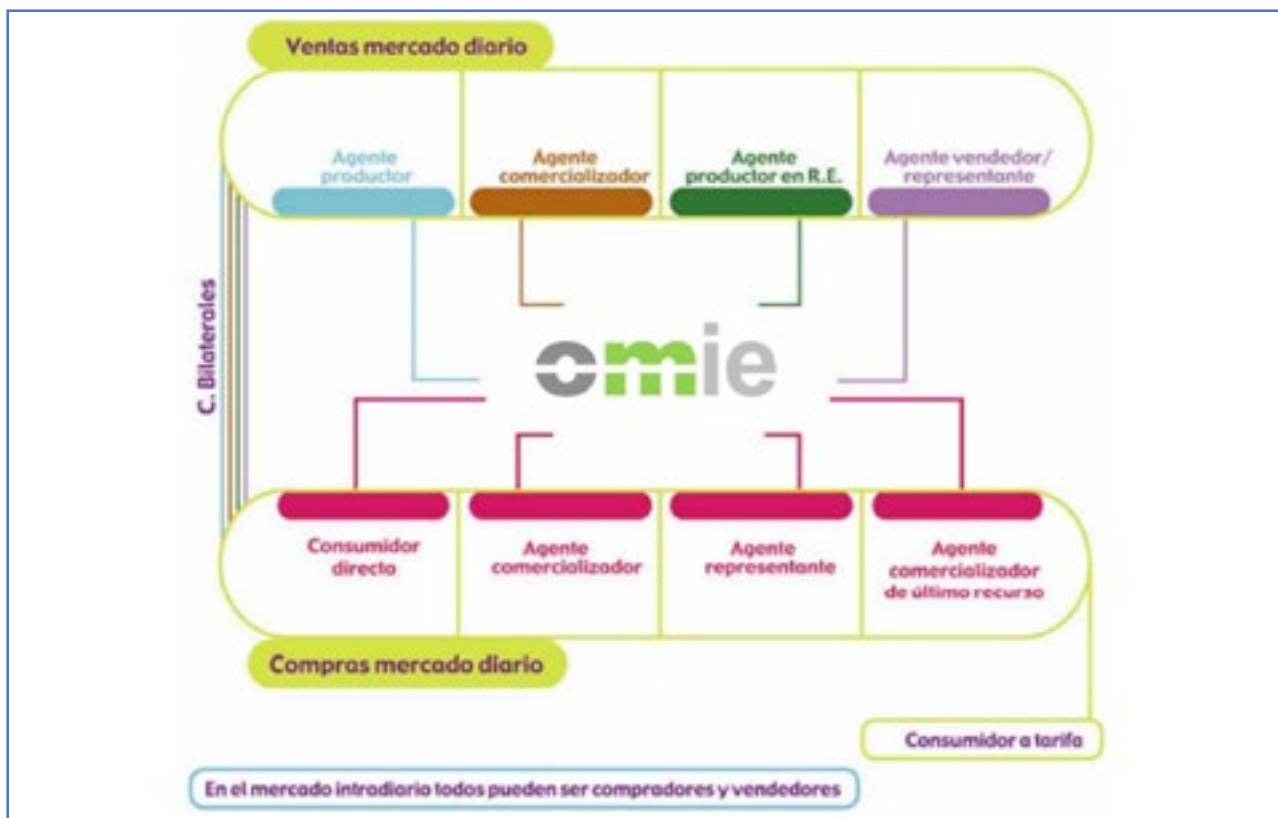


Figura 2. Agentes del mercado eléctrico. Fuente: Energía y Sociedad.

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 mer-

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.

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.

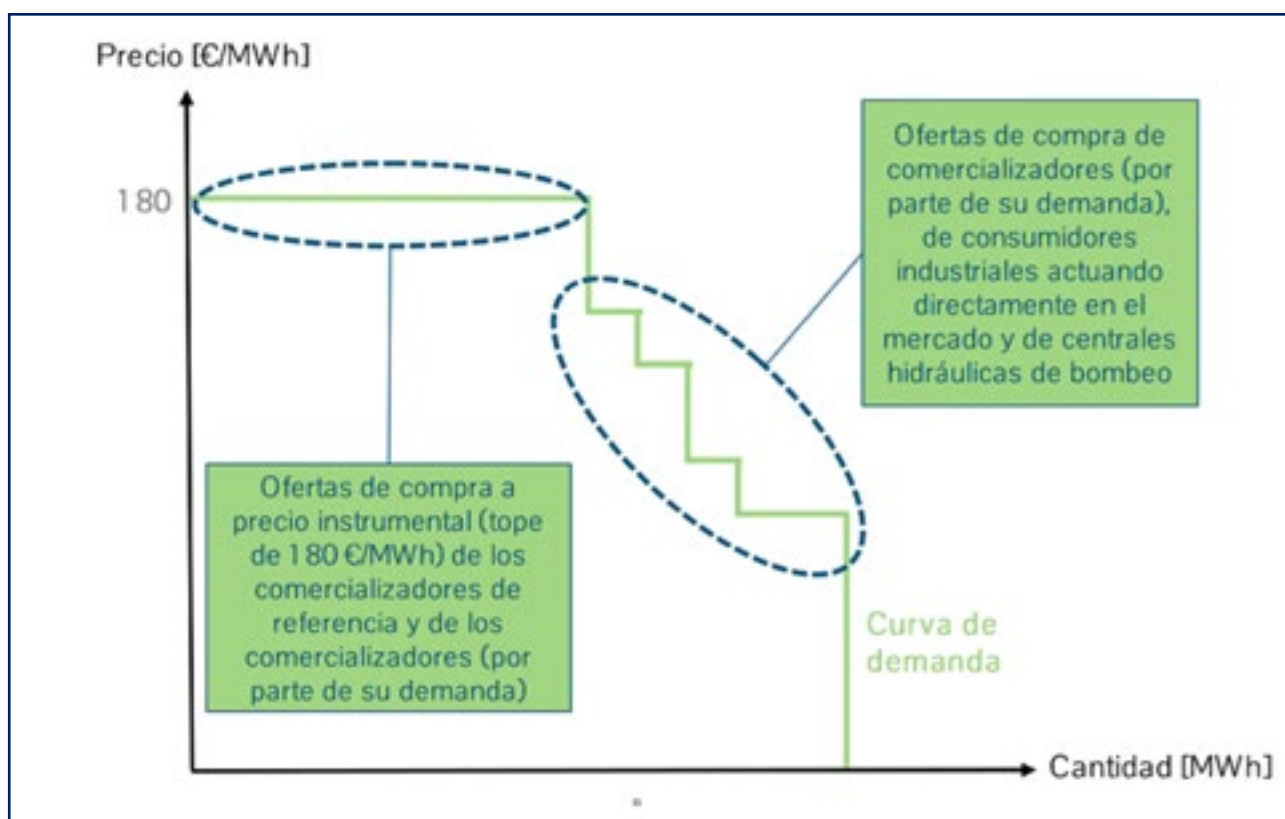


Figura 4. Curva de demanda de la electricidad en el mercado. Fuente: Energía y Sociedad.

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.

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

1. **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.
2. **Ingresos mínimos:** que dicha oferta sólo se entenderá casada si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación.
3. **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.
4. **Gradiente de carga:** se establece una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja, entre dos periodos de programación consecutivos.

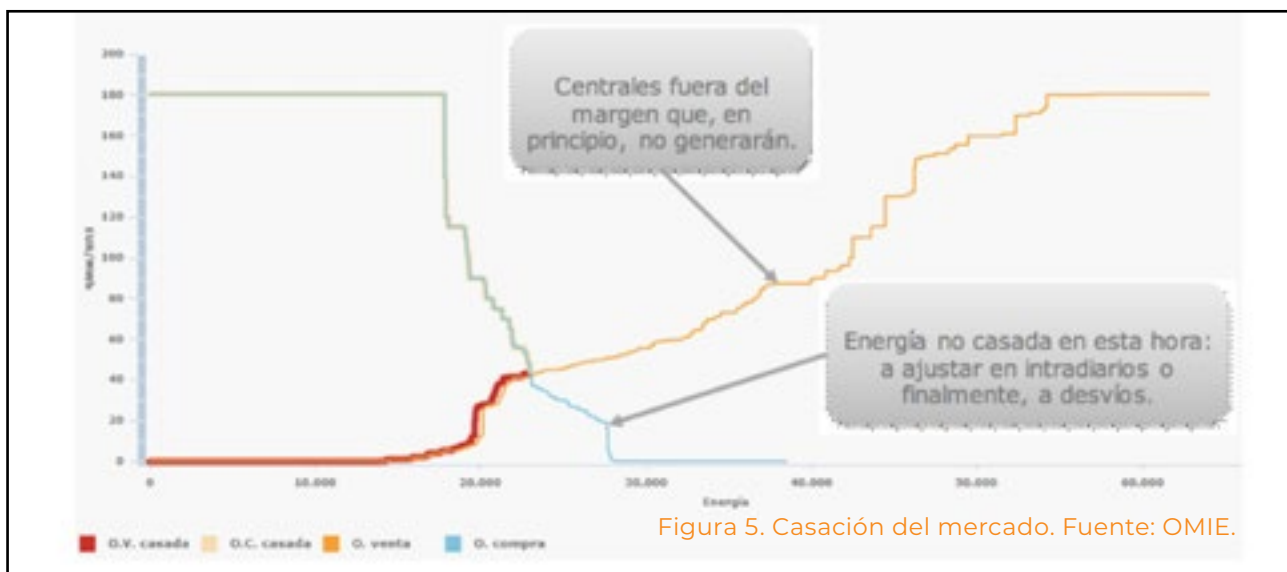


Figura 5. Casación del mercado. Fuente: OMIE.

Las ofertas simples (las que presentan las instalaciones fotovoltaicas, eólicas y pequeña hidráulica) consisten en ofertar un precio por la cantidad 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:

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 progra-

mas 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:

- o 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.

- o. 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 fluctuación de potencia disponible, obteniendo una retribución por ella.
- o. 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.

- **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 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. ■



4.6 Análisis del sector eléctrico español desde el punto de vista técnico

Demanda de energía eléctrica en España

	ene/20	feb/20	mar/20	abr/20	may/20	jun/20	jul/20	ago/20	sep/20	oct/20	nov/20	dic/20	2020
Hidráulica	3.729	2.839	3.114	2.862	2.860	2.263	1.837	1.886	1.679	1.893	2.460	3.192	30.614
Eólica	4.627	4.271	5.601	3.695	3.965	3.344	4.248	3.675	4.055	5.768	4.209	7.440	54.899
Solar fotovoltaica	625	973	1.067	1.149	1.637	1.794	1.903	1.817	1.458	1.313	812	741	15.289
Solar térmica	86	228	236	207	552	712	796	745	452	340	108	76	4.538
Hidroeólica	1	1	2	1	1	1	4	4	2	1	1	1	20
Otras renovables	335	348	346	338	387	380	350	369	396	415	394	423	4.480
Residuos renovables	65	62	62	35	37	42	43	77	73	72	81	76	726
Generación renovable	9.468	8.723	10.429	8.286	9.440	8.535	9.181	8.573	8.115	9.803	8.065	11.949	110.566
Turbinación bombeo	234	230	304	314	244	152	167	159	188	230	206	321	2.748
Nuclear	5.289	4.886	5.175	4.086	3.079	3.621	5.159	5.152	4.871	4.528	4.640	5.271	55.757
Ciclo combinado	3.856	2.894	1.911	2.168	2.440	4.007	6.318	5.529	4.979	3.185	3.699	3.039	44.023
Carbón	866	821	475	305	243	361	302	337	351	305	355	300	5.022
Motores diésel	236	212	181	166	178	172	211	243	212	189	196	202	2.399
Turbina de gas	39	39	31	16	19	25	49	55	37	42	29	28	407
Turbina de vapor	147	128	114	99	116	83	114	128	98	128	122	110	1.388
Fuel + Gas	0	0	0	0	-0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogeneración	2.441	2.235	2.237	1.929	2.087	2.189	2.304	2.194	2.307	2.354	2.389	2.343	27.008
Residuos no renovables	167	170	177	140	145	149	141	190	189	163	194	189	2.015
TOTAL	22.743	20.338	21.033	17.508	17.991	19.295	23.946	22.559	21.347	20.927	19.894	23.752	251.333
Generación no renovable	13.275	11.615	10.604	9.222	8.551	10.760	14.765	13.986	13.232	11.124	11.829	11.802	140.767
Consumos en bombeo	-399	-393	-600	-680	-367	-214	-303	-259	-222	-360	-296	-528	-4.621

Tabla 1. Balance energético mensual nacional (GWh). Fuente: Red Eléctrica de España, "Balance Eléctrico mensual nacional".

En 2020, la demanda de energía eléctrica en España ha sufrido un retroceso promovido, especialmente, por la presencia de la pandemia del COVID-19, que ha ralentizado la actividad económica. Concretamente, en 2020 la demanda eléctrica alcanzó los 249.819 GWh, un 5,6 % inferior a la del año anterior.

En este sentido, cabe destacar que la demanda máxima instantánea peninsular (registrada el 20 de enero a las 20:22 horas) se situó en 40.423 MWh, un 0,1% inferior al máximo registrado en enero del

año anterior pero alejado del récord histórico de 45.450 MWh que se obtuvo en diciembre del 2007. La demanda máxima horaria también se alcanzó también el 20 de enero, entre las 20 y 21 horas, con 39.997 MWh, valor inferior en un 0,3% a la máxima horaria del 2019.

La demanda de energía eléctrica en Baleares finalizó 2020 en 4.941 GWh, lo que supone un descenso de 19,2% respecto al año anterior. De igual forma, la energía transferida desde la Península ha alcanzado el 28,9% de la demanda de Baleares en

2020. Mientras que en las Islas Canarias finalizó el año con 7.945 GWh, lo que supone un descenso del 10,5% respecto a 2019.

En los sistemas eléctricos de Ceuta y Melilla los descensos de la demanda no han sido tan acusados, registrando variaciones negativas del 3,3% y del 1,4%.

El índice Red Eléctrica ('IRE') es un indicador eléctrico adelantado que recoge la evolución de la demanda de los grandes consumidores. En 2020, la composición del calendario tuvo un impacto positivo de 0,3 puntos porcentuales sobre la evolución del IRE. Por su parte, las temperaturas se incrementaron un 0,1% su evolución. Una vez descontado el efecto de la temperatura, el índice general descendió 7,7% respecto al año anterior, el mayor retroceso desde que existe este índice.

Por agrupaciones sectoriales, la industria ha tenido una evolución descendente, finalizando el año con un -7% frente al descenso corregido del 3,7% en 2019. Mientras que el sector servicios experimenta una fuerte caída (el más afectado por la pandemia) que presenta una varia-

ción corregida de -10,7% frente al descenso corregido de 0,1% en 2019.

En cuanto a los intercambios internacionales, cerraron, por quinto año consecutivo, con un saldo importador, alcanzando en 2020 los 3.280 GWh. Con Marruecos se exportaron únicamente 297 GWh, debido a indisponibilidades de uno de los dos enlaces que constituyen esta conexión. También es evidente dicha reducción por el intento de Marruecos de alcanzar la autosuficiencia eléctrica. Con Portugal, se mantiene la tendencia del año pasado, reduciéndose la cantidad de energía intercambiada como consecuencia de una mayor presencia del sector eólico en el país limítrofe.

Por último, respecto a Francia, España se ha caracterizado por ser importador de energía gracias al bajo coste del kWh de la producción nuclear. Sin embargo, esta cantidad de energía se ha visto reducida sustancialmente por dos razones: debido al auge de las renovables en nuestro país y por las indisponibilidades de la nuclear en el país vecino. La pandemia ha sido la principal causante en los retrasos en el mantenimiento de las centrales.

	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	9.697	-3.399	-208	773	6.862
2020	5.229	-1.457	-196	-297	3.280

Tabla 2. Saldos de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh).

Fuente: Red Eléctrica de España.

Saldo positivo: importador
Estados:

Saldo negativo: exportador

Definitivo: 01/01/2017 - 31/05/2020

Provisional: 01/06/2020 - 31/12/2020

Generación de energía eléctrica en España

Por el lado de la generación, destaca el récord histórico de la producción renovable que ha alcanzado los 110.450 MWh, el 45,5 % de la generación eléctrica en 2020 (37,5 % en 2019). En esta línea, sobresalen la generación eólica que representó más de la quinta parte (21,9 %) de la estructura de generación nacional y la solar fotovoltaica con un 6,1 %, registrando ambas tecnologías sus máximos históricos.

En cuanto a potencia instalada, fue de 109.899 MW en 2020, un ligero descenso de un 3,3% como consecuencia de un retraso en la ejecución de los proyectos por la pandemia. Siguiendo la tendencia reciente, el aumento de potencia se ha producido en el grupo de ener-

gías renovables, concretamente en la fotovoltaica que pasó de tener 8,8 GW a 11 GW. Como puede observarse, a la energía fotovoltaica le espera un futuro prometedor.

Por el contrario, gran parte de los combustibles fósiles han reducido su potencia, como se observa en los datos de Red Eléctrica, sobre todo de Fuel + Gas y Carbón, lo que conduce a una reducción de las emisiones de efecto invernadero que tanto se persigue en la actualidad.

La potencia instalada de los sistemas no peninsulares se ha mantenido estable, salvo en Baleares que desciende un 9,1%. Este descenso se debe a la baja de los grupos 1 y 2 de la central de carbón de Alcudia, en Mallorca.



Potencia instalada nacional (MW)

Fuente: Red Eléctrica de España.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica convencional y mixta	17.030	17.028	17.046	17.085	17.085	17.080
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683	5.733	4.884
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.447	2.447	2.447
Ocio combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	26.284	26.284
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	11
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
Eólica	22.990	23.072	23.536	25.864	27.370	27.370
Solar fotovoltaica	4.683	4.685	4.712	8.893	11.705	11.705
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables ²	870	872	877	1.077	1.076	1.076
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ³	5.939	5.775	5.701	5.651	5.634	5.631
Residuos no renovables ⁴	493	493	487	487	490	490
Residuos renovables ⁴	157	157	157	157	170	170
Total	104.544	104.008	104.082	110.390	110.756	109.899

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MN 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 2021 datos a febrero de 2021.

Cobertura de la demanda

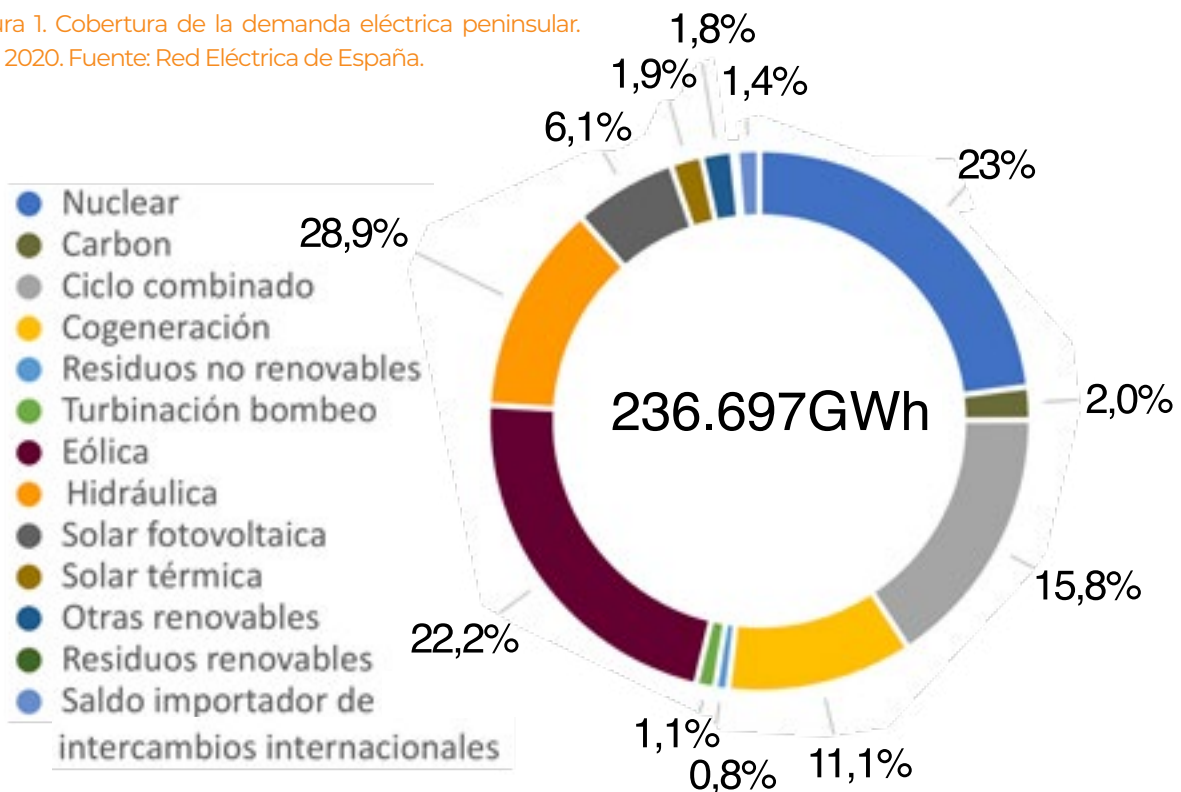
Respecto a la cobertura de la demanda se mantienen las tecnologías por excelencia, como son la tecnología nuclear, la energía eólica y los ciclos combinados, aportando el 62,5% de la demanda total. Esta cifra ha disminuido respecto al año pasado un 2,3%, dejando espacio para otras de las tecnologías renovables.

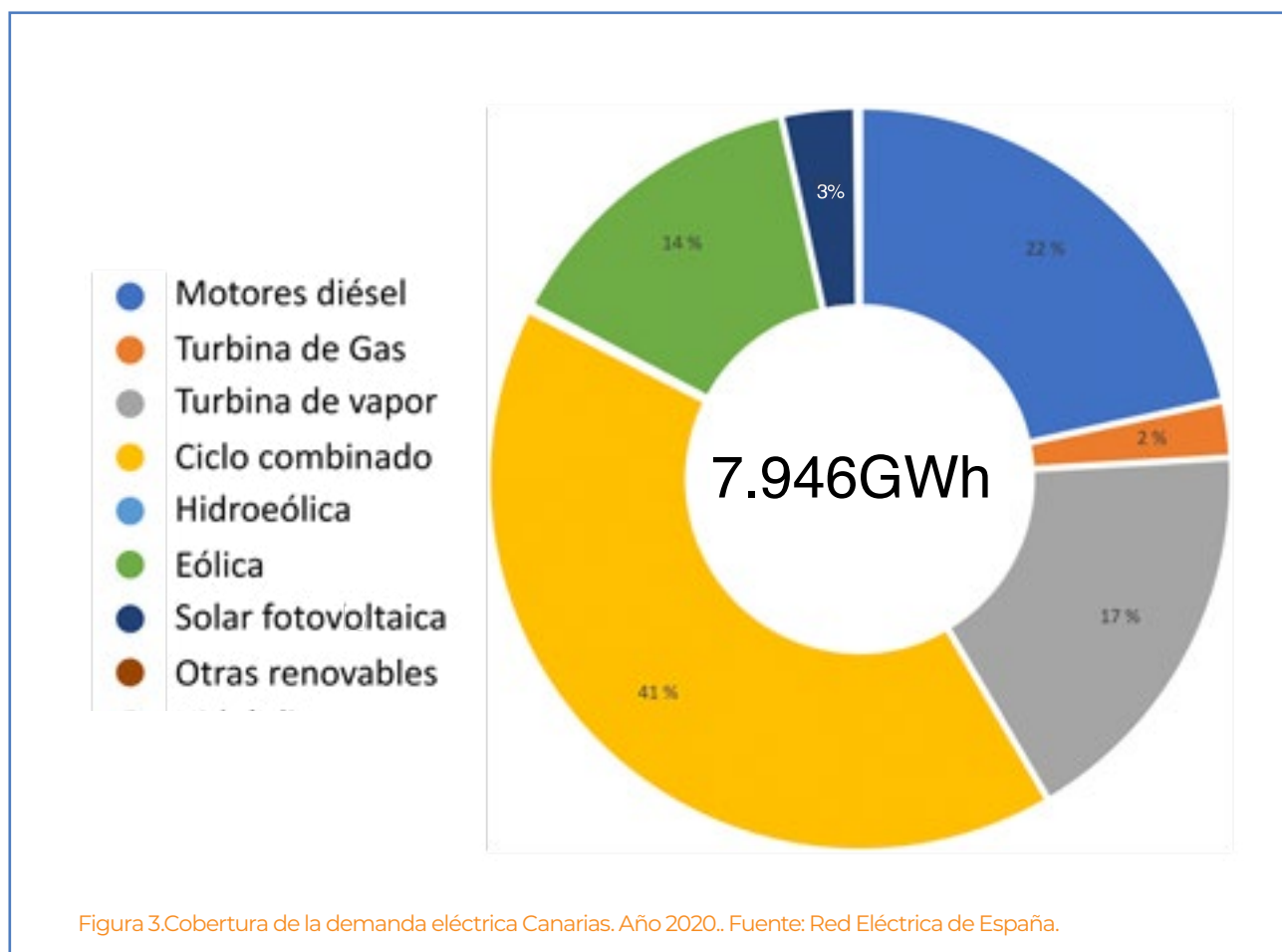
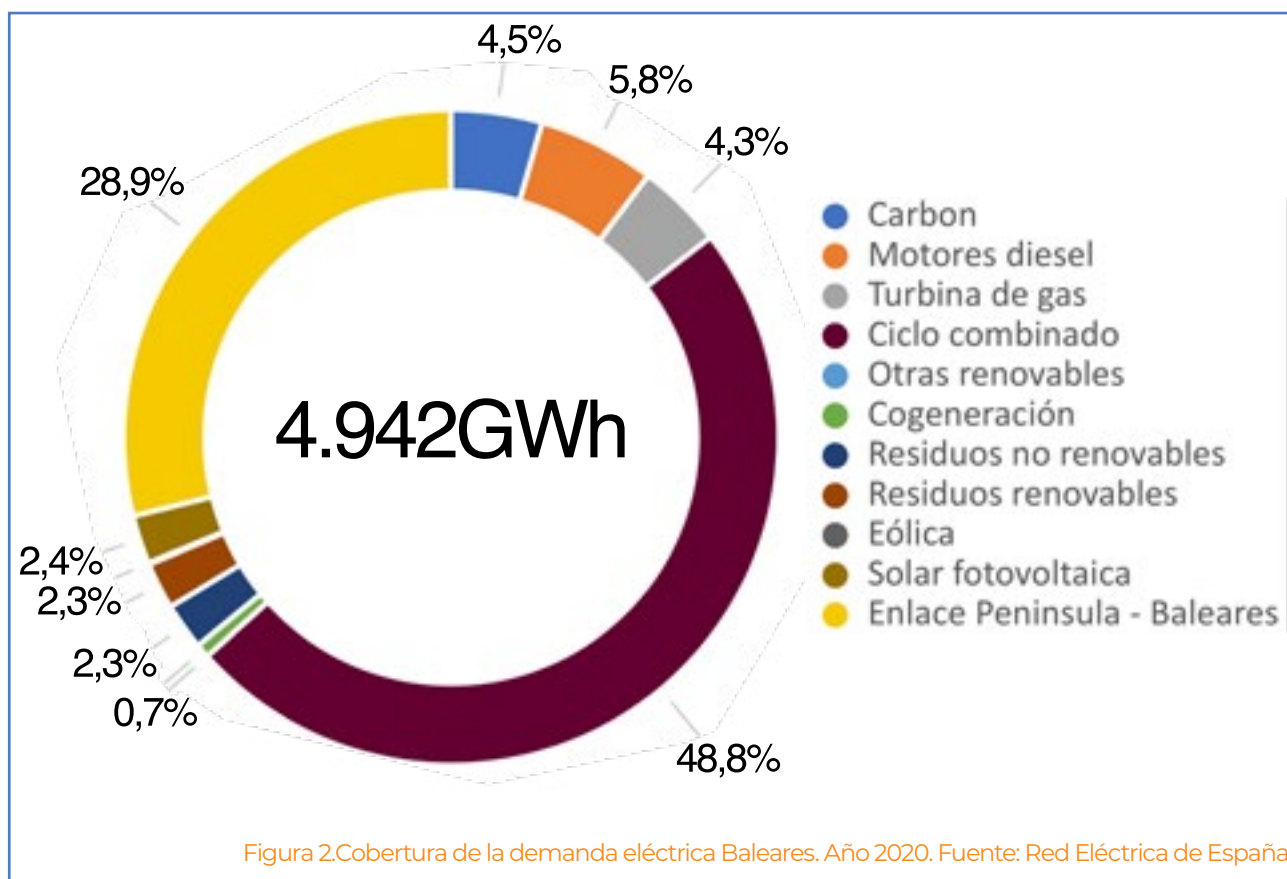
Es destacable el incremento de la aportación de las tecnologías libres de CO₂. En este sentido, la nuclear se sitúa nuevamente en primer lugar con una aportación del 23,6% (22% en 2019), seguida del eólico con el 22,7% (20,9% en 2019). Asimismo, cabe reseñar las aportaciones de la energía hidráulica y solar fotovoltaica, situándose con cuotas del 12,9% y 6,1%. Estos valores son altamente positivos para avanzar en la consecución de los objetivos de descarbonización previstos en la transición energética.

A diferencia de otros años, el producto hidráulico registró un valor de 30.512 GWh, cifra muy similar al valor medio histórico y un 17,4% más que el alcanzado en 2019. Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses finalizaron en el año 2020 con un nivel de llenado del 50,8% de su capacidad total (51% en 2019).

En cuanto a los sistemas no peninsulares, en Baleares destaca la fuerte caída de la cuota del carbón, situándose en un 4,5% (32,7 % en 2019) y el incremento de la aportación de los ciclos combinados que han alcanzado un 48,8% (17,1% en 2019). El descenso del carbón se ha debido a la falta de generación de esta tecnología durante los ocho primeros meses del año, motivada por la limitación de horas de funcionamiento establecida para los grupos 3 y 4 de la central de Alcudia. En Canarias, las energías renovables han cubierto el 17,5% de la demanda, valor máximo hasta la fecha y significativo para un sistema eléctrico aislado.

Figura 1. Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2020. Fuente: Red Eléctrica de España.





Precio de la energía y la comercialización

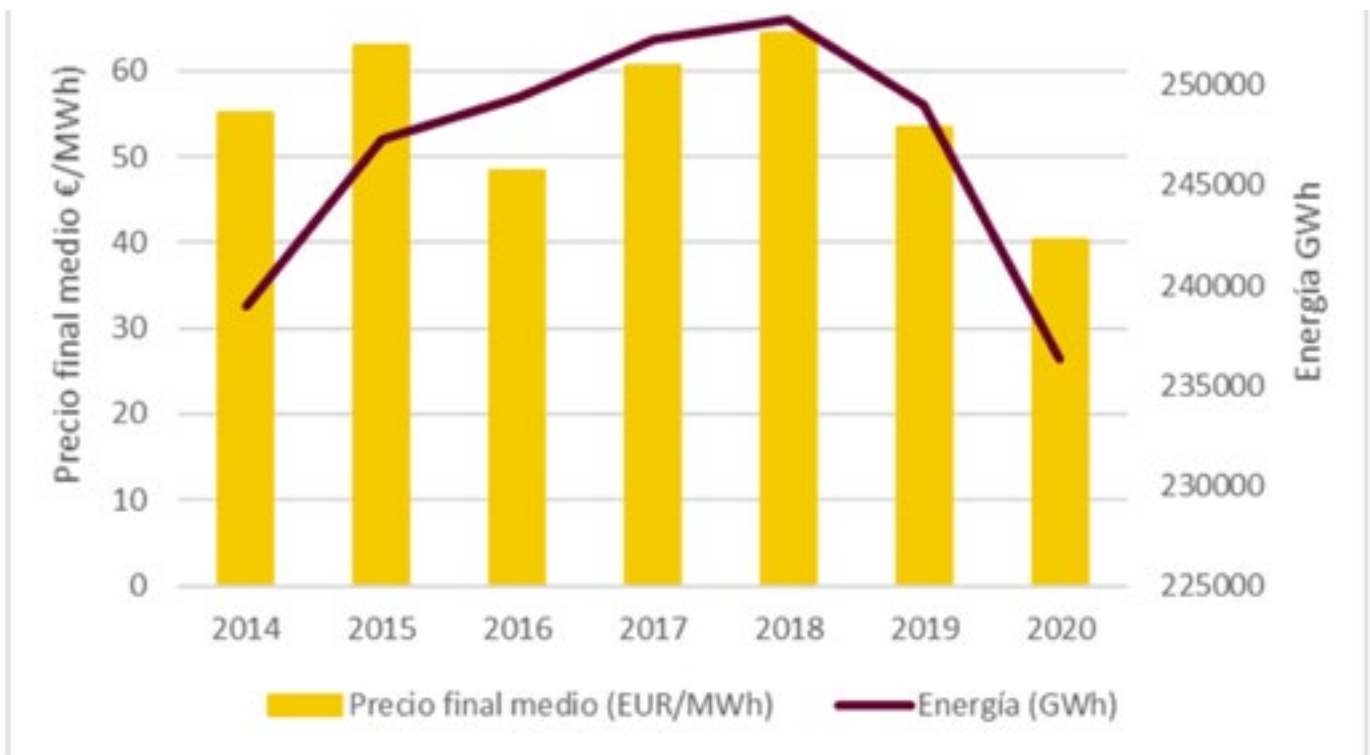
En un principio la tendencia del precio medio de la energía creció hasta 2019, posteriormente frenó en los 53,42 euros/MWh. En el año 2020 ha sufrido un descenso moderado llegando a los 43 euros/MWh.

Una de las principales causas ha sido la crisis sanitaria que ha provocado unas demandas bajas y una bajada importante de los precios en Europa, observándose una mayor convergencia de los precios, especialmente desde julio. Si se desglosa el precio medio de la energía, se encuentra que el precio en conjunto del mercado diario e intradiario representó el 87,15%, los servicios de ajuste del sistema un 6,29%, los pagos por capacidad el 6,51% y el 0,05% restante el servicio de interrumpibilidad.

Si se compara la repercusión del precio sobre la demanda servida con la del año pasado, se observa una reducción del 97,3% en la del servicio de interrumpibilidad, del 0,4% en la del pago por capacidad, mientras que los servicios de ajuste se incrementaron un 72,8%. La disminución del precio correspondiente al servicio de interrumpibilidad ha sido debida a las reducciones de precio conseguida en la subasta y al haber estado solo activo el primer semestre del año.

Sin embargo, en 2021 el precio actual ha sufrido una fuerte alteración situándose en niveles máximos históricos de 123 euros/MWh. Todo ello es consecuencia del encarecimiento de los derechos de emisión que se sitúan en torno a los 52 euros/ton-eq. de CO₂ junto con los altos precios del petróleo a cuya evolución suele indexarse los del gas natural.

Figura 4. Evolución interanual de la energía y precio medio en el mercado eléctrico.



Fuente: Red Eléctrica de España.



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mercado diario	38,46	50,97	40,88	46,23	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	48,58	35,21
Mercado intradiario	-0,02	-0,06	-0,04	-0,06	-0,04	0,00	0,00	0,00	-0,03	-0,02	-0,02
Servicio de interrupción	-	-	-	-	-	1,89	1,93	2,05	1,23	0,74	0,02
Pagos por capacidad	3,63	6,10	6,10	6,04	5,93	5,02	2,76	2,71	2,71	2,64	2,63
Servicios de ajuste del sistema	3,76	3,21	4,63	5,58	5,70	4,26	3,10	2,38	2,35	1,47	2,54
Restricciones técnicas PDBF	2,29	1,85	2,11	2,83	3,39	2,79	2,07	1,46	1,47	0,96	1,79
Banda de regulación secundaria	0,70	0,76	1,37	1,45	1,13	0,91	0,71	0,53	0,55	0,37	0,40
Reserva de potencia adicional a subir	-	0,00	0,25	0,44	0,59	0,19	0,15	0,11	0,23	0,06	0,00
Restricciones técnicas en tiempo real	0,26	0,24	0,46	0,46	0,37	0,18	0,12	0,09	0,07	0,04	0,33
Restricciones intradiario	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	0,00
Incumplimiento de energía de balance	-	-	-	-	-	-	-0,02	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02
Coste desvíos	0,38	0,33	0,28	0,30	0,25	0,26	0,19	0,25	0,15	0,18	0,17
Saldo desvíos	0,13	0,03	0,14	0,10	-0,01	-0,02	-0,07	-0,08	-0,04	-0,07	-0,07
Control del factor de potencia	-	-	-	-	-0,03	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07
Saldo PQ 14.6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Fallo nominación UPG	0,00	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	55,95	62,84	48,42	66,55	64,38	53,41	40,38
Energía de cierre (GWh)	259.577	253.050	247.544	240.561	238.985	247.273	249.366	252.279	253.174	249.600	236.335

Tabla 4. Componentes del precio medio final anual en €/MWh y energía final. Fuente: Red Eléctrica de España.

La distribución y el transporte de la energía

La distribución eléctrica en España está formada por el conjunto de elementos en tensión inferior a los 220kV, siempre que no se consideren parte integrante de la red de transporte. Todos los anteriores elementos mencionados tienen la funcionalidad de transmitir la energía eléctrica hasta el consumidor final. Las líneas de distribución a su vez están conectadas con 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 mantener las mismas, operarlas y garantizar su seguridad. Además, deben garantizar el mantenimiento de una capacidad eléctrica que sea capaz de asumir, a largo plazo una demanda razonable.

A pesar de que en España existen más de 300 distribuidoras, el mercado se concentra en cinco operadores dominantes que se reparten por todo el territorio nacional. Seguidamente, se muestra un mapa por colores de España, donde se definen la presencia de estas distribuidoras.

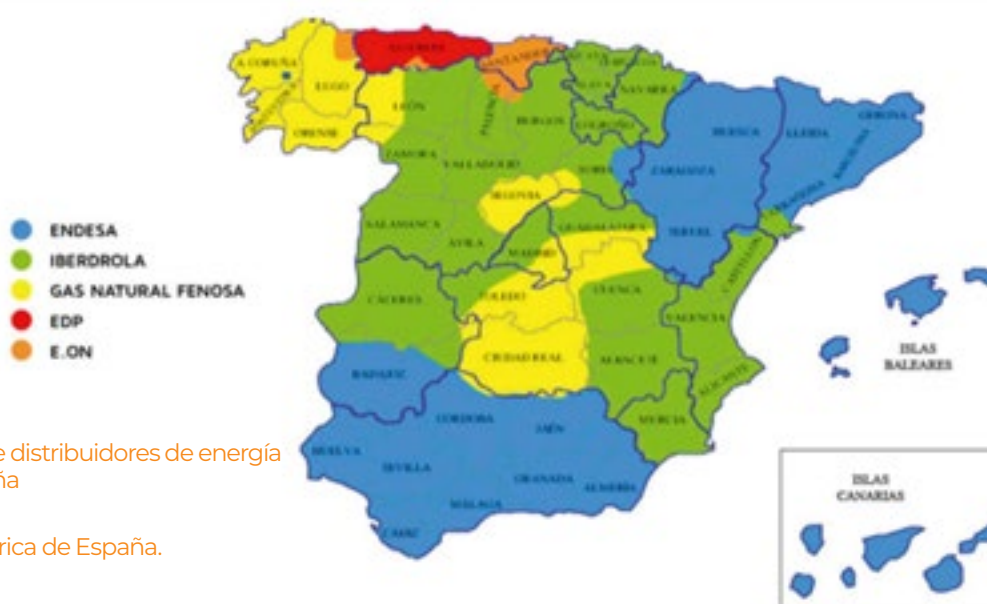


Figura 5. Mapa de distribuidores de energía eléctrica en España

Fuente: Red Eléctrica de España.

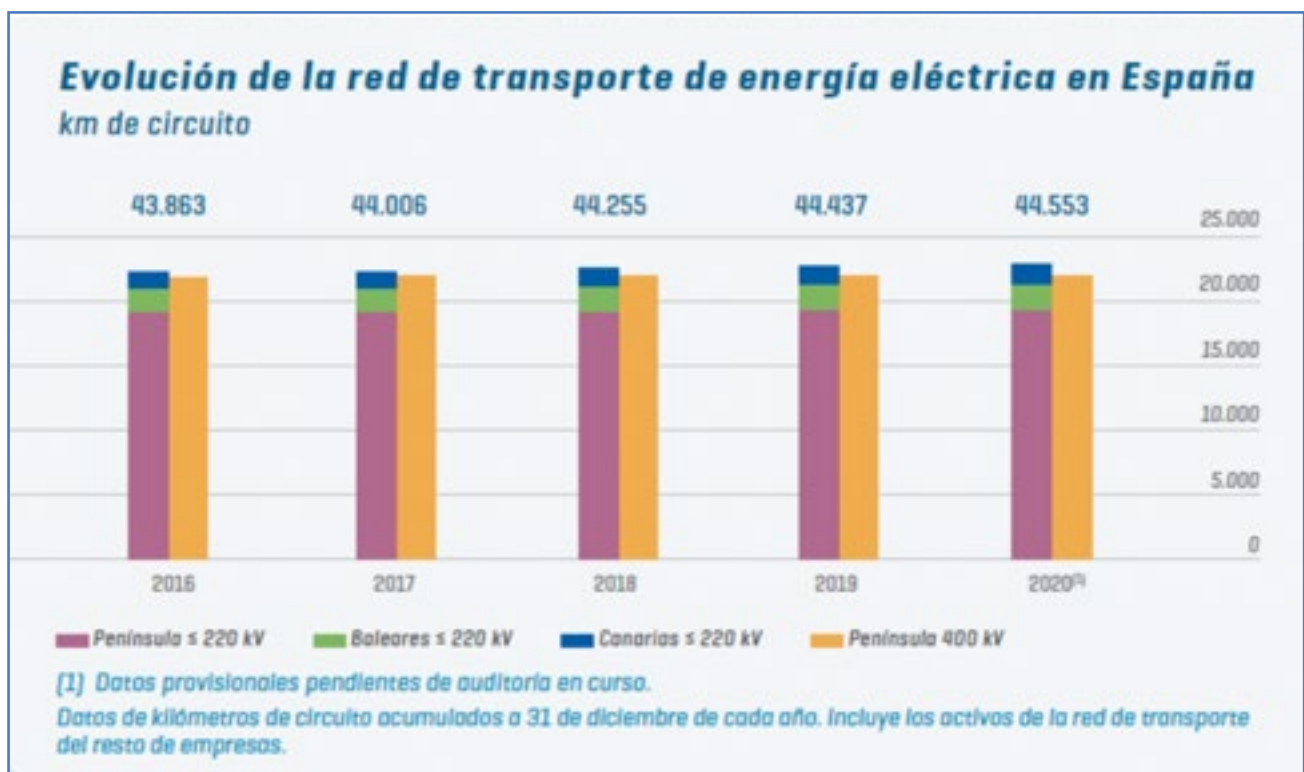
Además de garantizar el transporte, estas empresas son las encargadas de digitalizar y automatizar las redes. Un ejemplo de ello sería la instalación de contadores inteligentes, capaces de registrar consumos horarios, realizar lecturas remotas y localizar averías.

En cuanto al transporte de la red eléctrica, el encargado es Red Eléctrica de España (REE), cuya principal labor es garantizar el transporte y el mantenimiento de la red. Además, gestiona

los intercambios eléctricos con otros países y garantiza el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad.

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica en España registró durante 2020 un aumento de 116 km de circuito y 1.080 MVA nuevos de capacidad de transformación que refuerzan la fiabilidad y seguridad de una red de transporte cada vez más mallada, inteligente y sostenible. ■

Figura 6. Evolución de red de transporte de energía eléctrica en España por km de circuito.



Fuente: Red Eléctrica de España. "Informe del sistema eléctrico español 2020".





4.6.1 Nuevo procedimiento solicitud de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Durante el año 2021, concretamente el día 1 de julio, tras la publicación por los gestores de las redes de las capacidades de acceso, entró en vigor el nuevo procedimiento de solicitud, tramitación, y en su caso, otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes, establecido por el Decreto 1183/2020, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y por la Circular de la CNMC 1/2021, de 20 de enero, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

A tales afectos la indicada normativa ha introducido dos procedimientos, uno ordinario, y otro abreviado, que han introducido una serie de requisitos y condiciones para la concesión de nuevos permisos, que deben tenerse en cuenta, y que a continuación resumimos:

1.- PROCEDIMIENTO ORDINARIO:

- Deben solicitar y obtener permiso de acceso y conexión todos los titulares de instalaciones que quieran conectarse a las redes de transporte o distribución ya sean instalaciones de producción, transporte, distribución, consumo o almacenamiento (a estos se les aplicará el régimen de acceso y conexión

de las instalaciones de producción, cuando puedan verter electricidad a la red).

- No obstante, están exentas de obtener el permiso las instalaciones de autoconsumo acogidas a la modalidad sin excedentes, y en la modalidad con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.
- Tampoco requerirá la obtención de nuevos permisos la hibridación mediante la incorporación, a instalaciones de generación que ya cuenten con permisos de acceso y de conexión concedidos y en vigor, de otros módulos de generación renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento, que podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida.
- Con la nueva normativa, ya no existen dos permisos separados, para el acceso y para la conexión. Ahora, se presentará una sola solicitud de acceso y conexión, ante una sola instancia (el gestor de la red a la que se pide la conexión), que actuará de interlocutor con los demás agentes (como el titular de la red o el gestor de la red aguas arriba) y otorgará, en su caso, un único permiso de acceso y conexión.
- El criterio general de ordenación de los permisos de acceso y de conexión será el de prelación temporal, salvo cuando se organicen concursos de capacidad de acceso, se trate de nudos de transición justa, o de

supuestos de hibridación de instalaciones con permisos concedidos.

- El criterio que determina la prelación temporal es la fecha y hora de presentación de la solicitud de concesión del permiso ante el gestor de la red correspondiente, siempre que la solicitud se haya presentado con toda la documentación e información requerida.
- El Procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión, comenzará mediante solicitud a presentar ante el gestor de la red a la que se pretenda conectar. A tal efecto los gestores de las redes de transporte o de distribución deben tener disponible en su página web un modelo de solicitud de permisos de acceso y de conexión.
- Dicha solicitud debe contener al menos la información detallada a continuación:
 - a. Identificación del solicitante y datos de contacto.
 - b. Copia del resguardo acreditativo de haber depositado adecuadamente la garantía económica, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

La garantía económica que debe depositarse será equivalente a 40 €/kW instalado, no obstante, quedarán exentas del depósito de dicha garantía las instalaciones de potencia igual o inferior a 15 kW, o aquellas instalaciones de generación destinadas al auto-

consumo que no tengan la consideración de instalaciones de producción, salvo que estas instalaciones formen parte de una agrupación cuya potencia sea superior a 1 MW.

- c. En los proyectos sometidos a evaluación ambiental ordinaria (instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 hectáreas de superficie), deberá acompañarse la solicitud ante el órgano sustantivo de determinación del alcance del estudio de impacto ambiental.

Asimismo, en los proyectos sometidos a evaluación ambiental simplificada (instalaciones de producción de electricidad, con potencia instalada igual o superior a 100 MW; las Instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos -que no requieran evaluación ordinaria- y que, ocupen una superficie mayor de 10 hectáreas y la construcción de líneas para la transmisión de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 15 kV, que tengan una longitud superior a 3 kilómetros) debe acompañarse la solicitud de inicio de la evaluación de impacto ambiental simplificada.

- d. Anteproyecto de la instalación de generación de electricidad, el cual contendrá al menos los siguientes elementos:

- Identificación de la instalación de generación de electricidad, incluyendo la tecnología y la capacidad de acceso para la que se solicitan los permisos, así como las coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación.
- En el caso de hibridación, identificación de las distintas tecnologías y potencia de los correspondientes módulos de generación de electricidad.
- Nudo, tramo de línea o posición exacta a la que pretende conectarse el productor.
- Esquemas unifilares de la instalación o agrupación de instalaciones objeto de los permisos, incluidas en su caso la línea, posiciones y apartamento necesarias para la evacuación de la energía generada.
- En el caso de disponer de elementos de acumulación de energía eléctrica, descripción de dichos elementos, incluida su capacidad de almacenamiento.
- Potencia contratada prevista para el consumo de los servicios auxiliares.
- En el caso de instalaciones de generación de electricidad asociadas a una modalidad de autoconsumo con excedentes, potencia contratada por el consumo o consumos asociados.
- Presupuesto estimativo de la instalación de generación de electricidad, incluidos en su caso los elementos de acumulación, así como las infraestructuras de evacuación.
- El gestor de la red dispondrá de un plazo máximo de veinte días, desde la recepción de la solicitud, para requerir la subsanación, en caso de considerar que esto es necesario o, en su caso, para notificar su inadmisión.

El requerimiento de subsanación deberá especificar inequívocamente todas las deficiencias o errores encontrados en la solicitud. El solicitante dispondrá de veinte días, desde la fecha en que le haya sido notificado el requerimiento de subsanación, para presentar la información indicada en dicho requerimiento.

- Una vez el titular de la instalación haya respondido a los requerimientos de subsanación, el gestor de la red dispondrá de un plazo máximo de veinte días para notificar la admisión o inadmisión de la solicitud. En caso de que esta notificación no tenga lugar en el plazo indicado, se entenderá que la solicitud ha sido admitida a trámite.
- La solicitud de los permisos de acceso y de conexión sólo podrá ser inadmitida por el gestor de la red por las siguientes causas:
 - a. No acreditar el resguardo acreditativo de haber depositado la garantía económica.
 - b. Que el otorgamiento del acceso en dicho nudo estuviese regulado en un procedimiento específico de concurso o subasta de capacidad de acceso aprobado por el Gobierno.
 - c. No haber aportado o subsanado la información requerida en los términos y plazos previstos en la normativa citada.
 - d. Que se presente en nudos en los que la capacidad de acceso existente otorgable sea nula, de conformidad con la información de capacidad publicada.
- La inadmisión de una solicitud de acceso y conexión conllevará la devolución de la garan-

tía en un plazo máximo de 3 meses, no obstante, únicamente se devolverá el 80% del total de la garantía depositada, incautándose la parte restante, es decir, el 20% del importe de la garantía depositada, salvo que se acredite que el día de constitución de la garantía, en la plataforma web del gestor de la red correspondiente, a las 8 de la mañana constase la existencia de capacidad otorgable en dicho nudo no reservada a las subastas convocadas, en cuyo caso se recuperará íntegramente.

Por dicho motivo, y aun no siendo un requisito fijado por la normativa, antes de iniciar una solicitud de acceso y conexión, resulta especialmente recomendable haber obtenido justificante en la plataforma del gestor de red antes de que a las 8:00 horas del día en que se presenta la solicitud había capacidad de acceso otorgable en el nudo para el que se solicita el acceso.

Las plataformas webs de los principales gestores de las redes donde consultar la capacidad de acceso son las siguientes:

Red de transporte:

Puede consultar la capacidad de la red de transporte, en el portal de servicios a clientes de la página web de Red Eléctrica de España, <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion>.

Redes de distribución:

Puede consultar la capacidad de las distintas redes de distribución en los mapas de capacidades de las distintas plataformas web de las distribuidoras:

I-DE:

<https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/autoconsumo-electrico-produccion-energia/mapa-capacidad>.

E-DISTRIBUCIÓN:

<https://www.edistribucion.com/es/redelectrica/Nodoscapacidadacceso.html>

UFD:

<https://www.ufd.es/capacidad-de-acceso-de-generacion/>

E-REDES:

<https://www.eredesdistribucion.es/instalaciones/informacion-sobre-la-capacidad-de-la-red>

- Una vez admitida a trámite la solicitud, el gestor de la red donde se haya solicitado el acceso deberá valorar la existencia de capacidad de acceso, y en su caso recabar los informes correspondientes, del titular de la red para la cual se está solicitando el permiso de conexión sobre la existencia o no de viabilidad de conexión; y del gestor de la red de distribución aguas arriba, sobre posibles afecciones a una red distinta a aquella en la que se solicita el permiso de acceso, y las restricciones derivadas de las mismas.

La capacidad disponible de la red se ha fijado en el 50 por ciento de la potencia máxima admisible de dicha línea, centro de transformación o subestación. En las redes de tensión inferior a 36 kV, este porcentaje se fija en el 70 por ciento.

A efectos de determinar la influencia en la red de transporte de la conexión a la red de distribución, se ha fijado en 10 MW el valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en la red de transporte de la conexión a la red de distribución; en 5 MW el valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en una red de distribución de la conexión en otra red de distribución conectada a la primera; y en el 20 % el porcentaje de la potencia de cortocircuito

del nudo de conexión como valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en una red de distribución de la conexión en otra red de distribución conectada a la primera.

Cuando de acuerdo con dichos criterios, la concesión de un permiso de acceso en un punto de la red pueda afectar a la red de transporte, o en su caso, a la red de distribución aguas arriba, será necesario contar con el informe de aceptabilidad, debiendo el gestor de la red donde se solicita el acceso solicitar dicho informe al gestor de la red aguas arriba en el plazo máximo de diez días desde que la solicitud haya sido admitida a trámite.

- Con carácter general, el plazo máximo para que el gestor de la red comunique al solicitante el resultado del análisis de su solicitud acompañado de sus condiciones técnicas y económicas será el siguiente:
 - a. Para las instalaciones que tengan su punto de conexión con la red de distribución a una tensión inferior a 1 kV: Cuando se solicite un suministro de hasta 15 kW en el que no sea preciso realizar instalaciones de nueva extensión de red: cinco días; y en el resto de casos quince días.
 - b. Para las instalaciones que tengan punto de conexión con la red de distribución a una tensión igual o superior a 1 kV e inferior a 36 kV: treinta días.
 - c. Para las instalaciones que tengan punto de conexión con la red de distribución a una tensión igual o superior a 36 kV: cuarenta días.

- d. Para las instalaciones cuyo punto de conexión sea con la red de transporte: sesenta días.

Los plazos anteriores serán computados desde la fecha en que la solicitud se considere admitida a trámite.

En el caso de instalaciones para las que en el análisis de su solicitud se requiera el aludido informe de aceptabilidad por parte del gestor de la red aguas arriba, los plazos máximos establecidos en este artículo se incrementarán en el plazo establecido para la remisión del informe de aceptabilidad correspondiente, que será el mismo que se ha indicado anteriormente para comunicar el resultado del análisis de la solicitud.

- Una vez realizada la evaluación, el gestor de la red comunicará al solicitante el resultado del análisis de su solicitud, aceptando la solicitud, cuando exista capacidad de acceso, ya sea directamente o realizando refuerzos en la red existente, y viabilidad de conexión, o denegándola, total o parcialmente.
- En consecuencia, el permiso de acceso solo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso, o si el titular de la red justifica la inviabilidad de la conexión con base en los criterios establecidos.

Las denegaciones de los puntos solicitados deberán incluir una memoria justificativa, que contenga los datos, referencias y cálculos considerados para soportar adecuadamente las causas de la denegación, con una estimación del grado de sobrecarga, en términos de volumen de capacidad y horas de utilización, al que estaría

sometido dicho punto de admitirse la solicitud, y posibles propuestas alternativas en otro punto de la red cercano para el que exista capacidad de acceso y viabilidad de conexión, o en su caso, una mención explícita de la inexistencia de dichas propuestas alternativas.

- En caso de aceptación, el gestor de la red deberá comunicar al solicitante la propuesta previa, que deberá contener, entre otras circunstancias, al menos, la capacidad de acceso propuesta; los parámetros técnicos que caractericen técnicamente el punto de conexión, entre los que figurarán, al menos, tensión y ubicación; la potencia de cortocircuito máxima de diseño, para el cálculo de la aparamenta de protección, la potencia de cortocircuito mínima, para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en el punto de conexión; un pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para conectarse a la red; y un presupuesto económico pormenorizado, elaborado por el titular de la red destinado al cumplimiento de las condiciones técnicas.
- Una vez recibida la propuesta de punto de conexión y de las condiciones técnicas y económicas, el solicitante deberá comunicar al gestor de la red si acepta o no la misma, en el plazo máximo de treinta días.

En caso de no estar de acuerdo con la solución técnica o económica, o con ambas, el solicitante podrá, dentro del plazo señalado en el apartado primero, notificárselo al gestor y solicitarle una revisión de aspectos concretos de las condiciones técnicas o económicas en el punto de conexión analizado.

- El gestor de la red deberá responder a la solicitud de revisión en un plazo no superior a quince días. Tras recibir la respuesta del gestor de red a la solicitud de revisión, el solicitante deberá contestar con su aceptación en el mismo plazo. De no remitirse dicha respuesta en el plazo señalado se considerará como una no aceptación del punto propuesto o de la solución propuesta, lo que supondrá la desestimación de la solicitud de los permisos de acceso y de conexión, procediéndose a la devolución de la garantía económica depositada.
- Finalmente, tras la aceptación por el solicitante del punto de conexión, de las condiciones técnicas de acceso y conexión, y las condiciones económicas de conexión, el gestor y el titular de la red deberán emitir, respectivamente, los correspondientes permisos de acceso y de conexión, y deberá procederse a la suscripción de un contrato técnico de acceso, con el titular de la red en la que se encuentre el punto de conexión, en un plazo máximo de cinco meses.
- En caso de que se susciten discrepancias en relación con la tramitación, el otorgamiento o la denegación de los permisos de acceso y conexión, o incluso en relación al contrato técnico de acceso o su modificación, serán resueltas por la CNMC, en caso de instalaciones cuya autorización corresponda a la Administración General del Estado, y por el órgano competente de la Comunidad Autónoma, previo informe vinculante de la CNMC, en caso de instalacio-

nes cuya autorización sea de competencia autonómica.

- Por último, indicar que los permisos de acceso y conexión solo podrán ser revocados por la modificación de alguna de las características de la instalación de forma que no pueda ser considerada la misma; y por el incumplimiento de las condiciones técnicas o económicas detalladas en los permisos.

Asimismo, los permisos de acceso y conexión caducarán si transcurridos cinco años desde su obtención, las instalaciones a las que se refieren no hubieran obtenido la autorización administrativa de explotación, hubiera incumplimiento de alguno de los hitos administrativos necesarios para tal autorización, o, por el cese del vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años por causas imputables al titular de la instalación, distintas del cierre temporal.

2.- PROCEDIMIENTO ABREVIADO

- Podrán acogerse a un procedimiento abreviado para la obtención de los permisos de acceso y de conexión aquellos sujetos en los que concurra alguna de las siguientes circunstancias:
 - a. Los productores de energía eléctrica con una potencia instalada no superior a 15 kW, y que no se encuentren exentos de la obtención de dicho permiso.
 - b. Los consumidores de baja tensión que soliciten un nuevo punto de conexión de potencia no superior a 15 kW y no

se encuentren exentos de la obtención de dicho permiso.

- c. Los consumidores de baja tensión que soliciten una ampliación de potencia sobre un suministro existente cuya potencia final no sea superior a 15 kW y no se encuentren

exentos de la obtención de dicho permiso, en virtud de lo previsto en el artículo 17.

- El procedimiento abreviado para la concesión de los permisos se registrará por los mismos principios del procedimiento general, si bien los plazos se reducirán a la mitad. ■

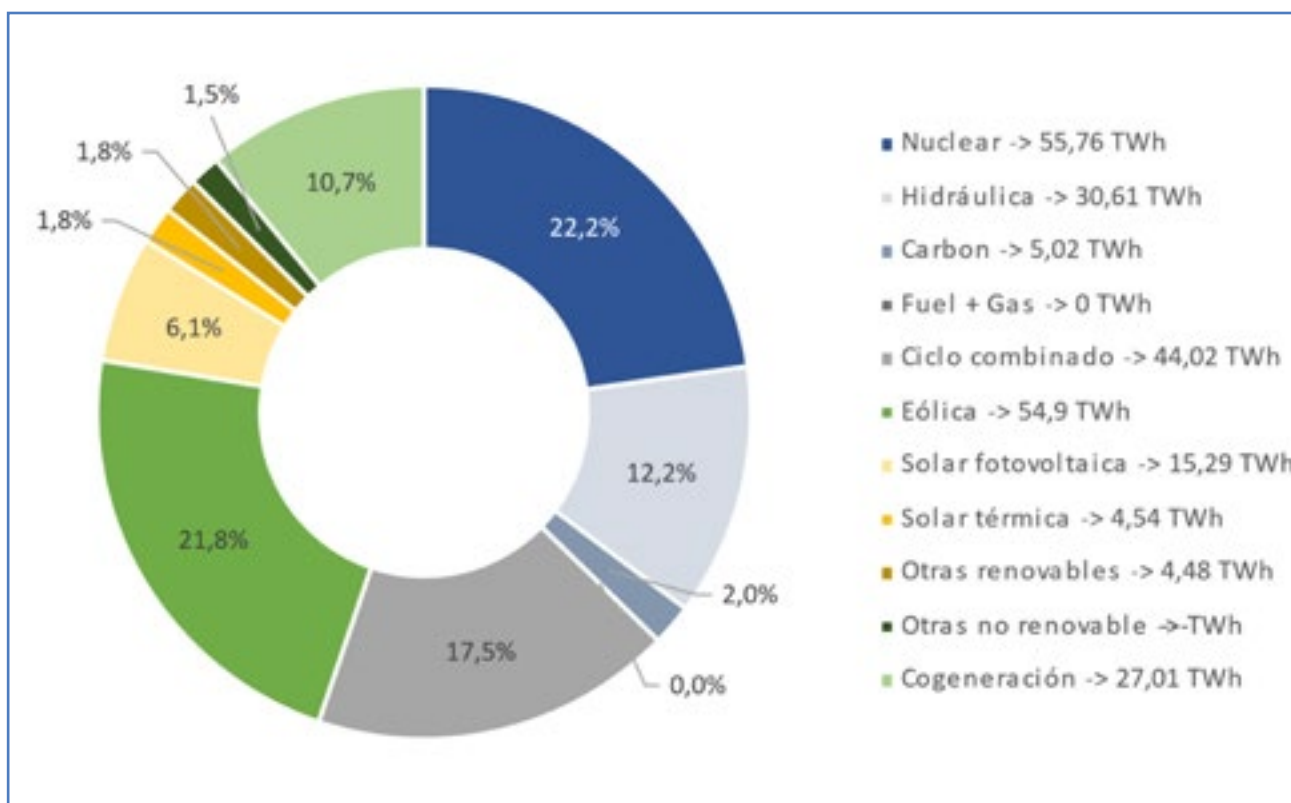


4.7 Mercado eléctrico español

Mix de producción y su evolución nacional en los últimos años. En 2020, la estructura de generación se ha caracterizado por la recuperación de hidráulica. Esto ha repercutido en un descenso del carbón y del ciclo combinado. En el primer caso, el descenso es notable, pasando de 12,7 TWh a 5,02 TWh, más de la mitad de su generación eléctrica.

A pesar de la recuperación de la tecnología hidráulica, la energía nuclear se ha mantenido respecto al pasado ejercicio 2019, siguiéndole incluso muy de cerca la energía eólica. Ambas aportando un porcentaje del 44 por ciento sobre el total de la energía.

Figura 1. Mix de generación eléctrica en España 2020. Fuente: Elaboración propia.



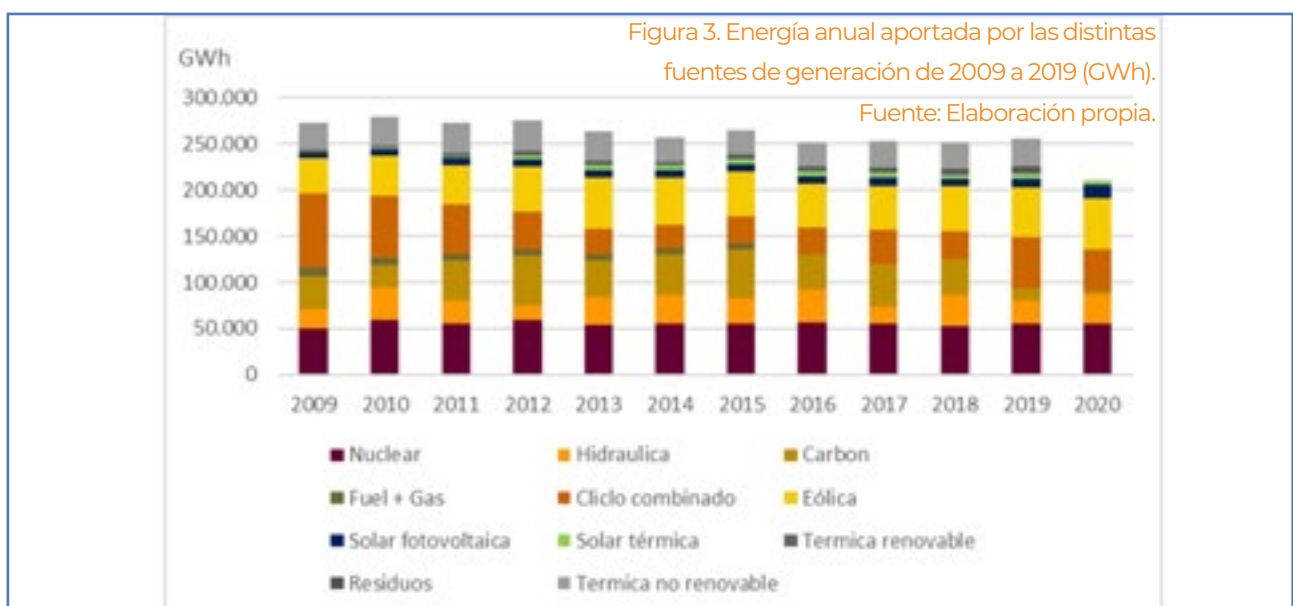
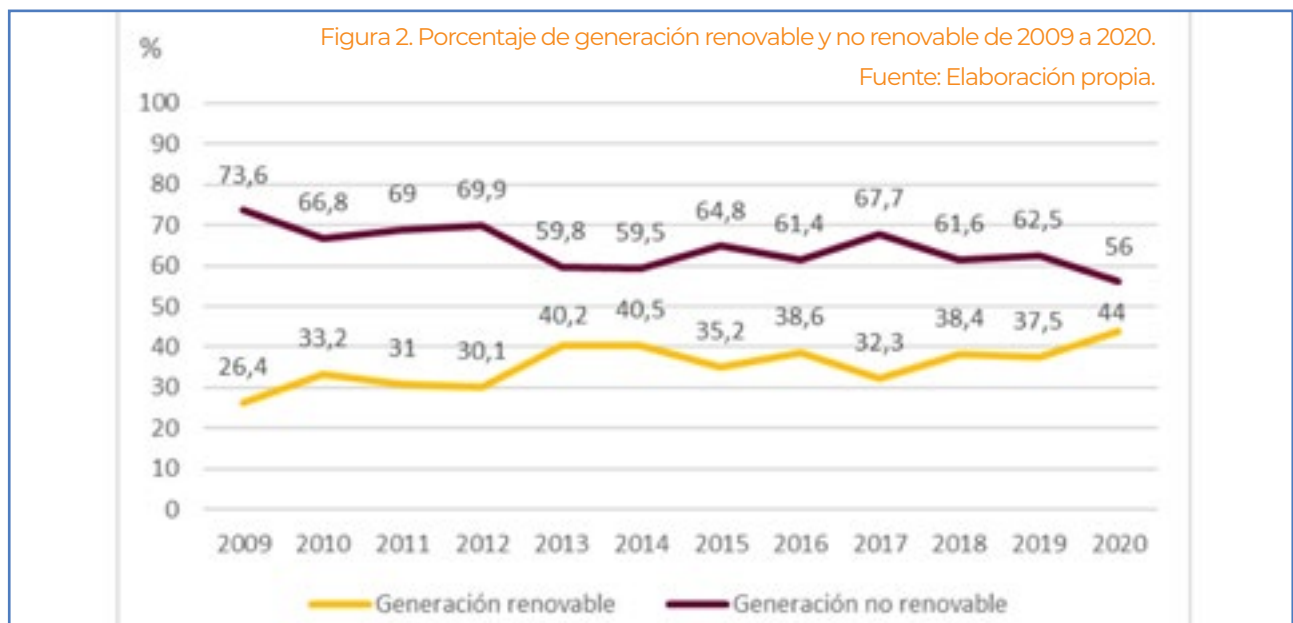
*No se tienen datos de 2020 actualizados del mix correspondiente a Fuel y Gas.

La evolución de la estructura de generación en los últimos diez años ha estado marcada por la introducción y desarrollo de las nuevas energías renovables, sobresaliendo la solar fotovoltaica y la eólica. Como se puede observar en el gráfico llegando a duplicarse respecto a valores de 26,4% en 2009.

La generación no renovable mantiene su tendencia decreciente marcando mínimos un año más. Lejos quedan los 80.224 GWh de 2009 en los que el ciclo combinado represen-

taba casi el 30% del mix energético. Asimismo, el carbón ha pasado de 12,7 TWh a 5,02 TWh, reduciendo su producción a más de la mitad. Dicho descenso se ha propiciado por motivos ambientales y elevados costes operativos, convirtiéndose en una tecnología menos competitiva que el ciclo combinado.

Esta tendencia menguante fue interrumpida en 2017, año en el que las energías no renovables experimentaron un ligero aumento volviendo a descender de nuevo en 2018.



Evolución del precio anual del mercado eléctrico en la última década

En cuanto al precio del mercado eléctrico ha sufrido un descenso de un 5,2% como consecuencia de la declaración del estado de alarma y la paralización económica. Con la caída de la demanda, la oferta también cae y con ello el precio. El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en el 2020 en 40,38 euros/MWh, un 24,4% inferior al precio del año anterior. Dicho precio es el más bajo desde 2004.

En términos anuales la hidráulica ha aumentado su participación en la estructura de generación de la casación en algo más de 1 punto

porcentual respecto al año anterior, la eólica algo más de un 4%, la solar fotovoltaica en más de 3% y la nuclear en casi 2% (al gestionar durante la pandemia mucha menos energía por contratos bilaterales). Por lo general, una mayor presencia de renovables en la casación, provocan un decremento del precio del mercado diario, fundamentalmente eólica e hidráulica por ser precio aceptante.

Comparando mes a mes se deduce que, salvo en septiembre y en diciembre, los precios han sido más bajos que en los mismos meses del año anterior. En los primeros seis meses la



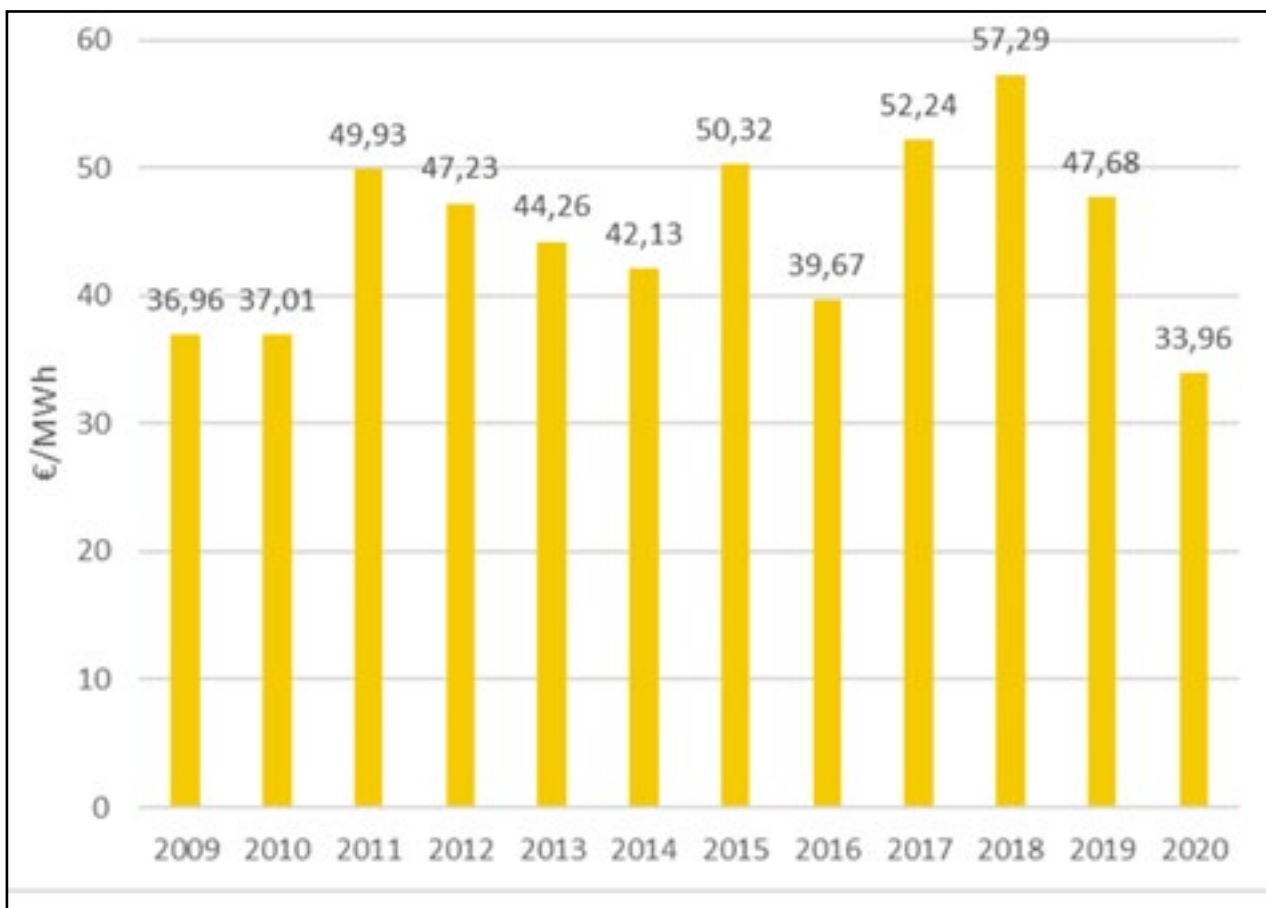
variación respecto al mes del año anterior ha sido superior al 30%. De marzo a junio, coincidiendo con la crisis sanitaria, los precios han sido muy bajos, situando el mes de abril como el más bajo de la historia, inferior en un 2% al mínimo anterior de marzo de 2001.

Otra causa de la reducción de los precios ha sido el fuerte decremento del precio de los combustibles fósiles. El precio del gas ha venido reduciéndose desde septiembre de 2018 significativamente, aunque a mediados de 2019, subiera ligeramente, llegando a valores inferiores de 1,8\$/mmbtu² en mayo y junio para comenzar a subir desde entonces hasta la actualidad.

De igual manera que con el gas, el precio de las emisiones de CO₂ se mantuvieron en -24,29 euros/ton-eq., es inferior en un 1,7% al del mismo periodo del año anterior. Esta caída se debe en gran parte a los meses de la crisis sanitaria.

No obstante, el precio en 2021 se ha incrementado llegando triplicar los valores del pasado 2020. Todo ello se debe, en contrapartida, al encarecimiento del gas, al cambio de modelo regulado de la tarifa y al elevado precio de los derechos de emisión de CO₂, que comenzaron a incrementarse a finales de año alcanzando máximos por encima de 50 euros/ton-eq. CO₂. ■

Figura 4. Evolución precio medio anual del mercado diario de 2009 a 2019. Fuente: Elaboración propia.



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

En España, la capacidad fotovoltaica instalada en el conjunto de las CCAA (Comunidades autónomas) representa aproximadamente el 11,7% de la potencia eléctrica total, con una cuota de cobertura de la demanda del 6,1% del total.

Tras unos años de crecimiento asimétrico a causa de los cambios en las diferentes regulaciones, la energía fotovoltaica vivió un gran auge en 2019, llegando a duplicar la potencia instalada hasta ese momento. Todo ello es debido a la realización de los casi 4 GW de proyectos adjudicados en las subastas de 2017 que concluyeron su construcción en 2019.

De igual forma, la distribución de la potencia y la generación fotovoltaica en el territorio es desigual, sobre todo al desequilibrio del recurso solar que se concentra sobre todo en el sur del país. Con el crecimiento de las instalaciones estas desigualdades se han acentuado.

Encontramos las provincias con un mayor número de horas de sol en las comunidades de Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Valencia, Islas Canarias, Islas Baleares, así como Ceuta y Melilla, llegando a rebasar incluso las 2.800 horas anuales de

sol. Mientras que comunidades como Asturias o País Vasco apenas llegan a las 2.000 de recurso solar.

Extremadura se ha convertido en la región que mayor potencia fotovoltaica ha instalado en 2020, en concreto 1.321 MW. Le sigue Andalucía con 897 MW, que junto con la potencia anterior hacen un total de 2.681 MW. Es decir, Andalucía es la comunidad con mayor presencia de tecnología fotovoltaica, el 22,9% de la potencia total del país. Castilla La-Mancha y Aragón también crecieron el pasado año, instalando 201 y 168 MW respectivamente.

En contraposición encontramos regiones, como País Vasco y Navarra, que a pesar de tener fuertes incentivos fiscales para la promoción la fotovoltaica apenas han experimentado crecimiento alguno. País Vasco incluso ha perdido un porcentaje de instalaciones y Navarra ha instalado sólo 1 MW. La Comunidad Valenciana, a pesar de tener un buen recurso solar, sigue estancada en 3,6MW.

Figura 1. Horas de sol anuales por provincia..

Fuente: CENSOLAR

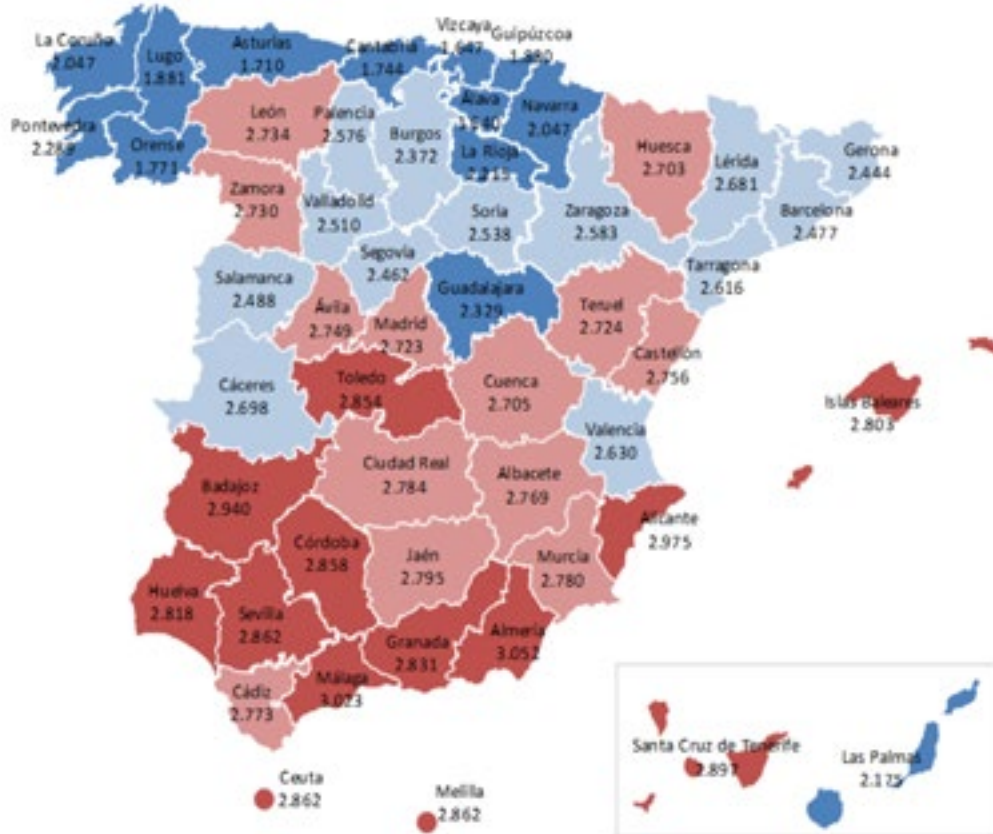
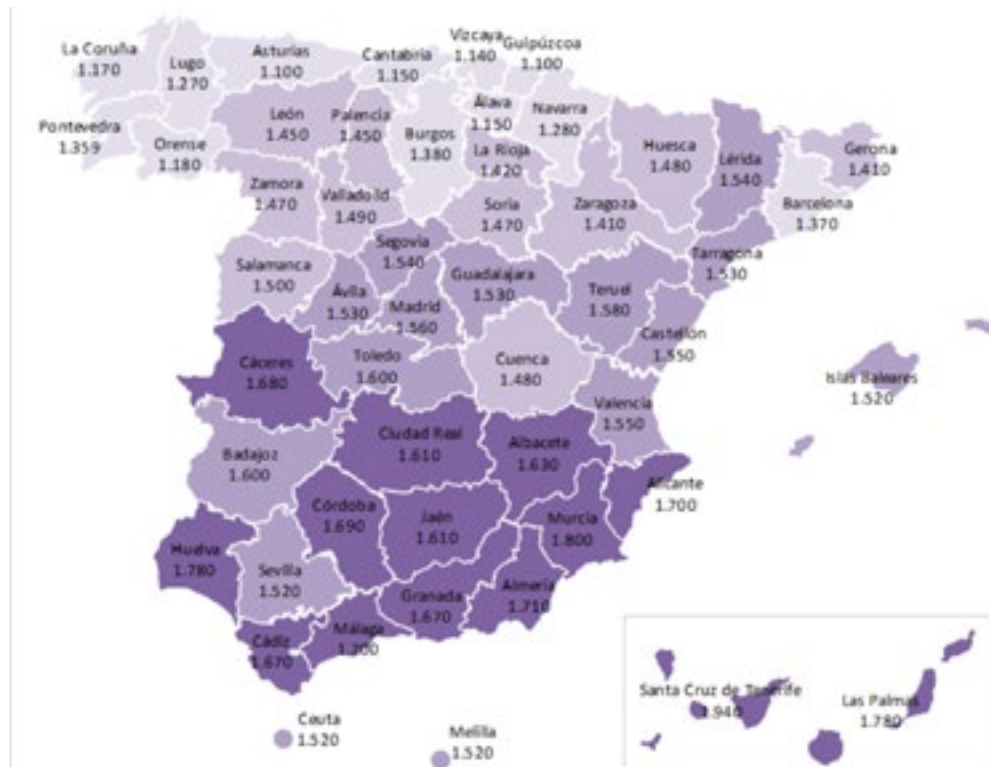


Figura 2. Irradiación solar media anual por unidad de superficie horizontal y por provincia (KWh/m2).

Fuente: CENSOLAR



La evolución histórica de la potencia instalada a nivel nacional se mantiene para las CC. AA., concentrándose en el año 2008, gracias al favorables marcos regulatorios vigentes en ese año, entre ellos el RD661/2007. Con posterioridad, entre 2010 y 2012 la nueva potencia fotovoltaica se mantuvo en valores de entre 300 y 450MW, siendo su distribución más equilibrada entre las distintas comunidades autónomas. Sin embargo, fue en 2012 cuando el sector de la solar fotovoltaica se paralizó debido a la moratoria de las renovables bajo el marco del RDL1/2012. Correspondiéndole los proyectos del RD1578/08 todavía en fase de ejecución o instalaciones de autoconsumo con vertido de excedentes.

De 2013 a 2016 apenas se registraron cambios en la estructura fotovoltaica del país, con la instalación de escasos 213 MW correspondientes al RD1578/2008. El año 2017 supuso un hito gracias

a las dos subastas de 4GW de energía solar cuya puesta en marcha tenía como fecha límite 2019.

Continuando con 2018, se pusieron en marcha en España 187 MW. Este aumento de potencia, con respecto a años anteriores se debió a la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo.

El resurgimiento de la energía fotovoltaica no se produjo hasta 2019 cuando se instalaron más de 4 GW, superando los niveles de instalación de 2008. Este aumento de potencia se debe a la ejecución de proyectos aprobados en las subastas de 2017, y las instalaciones sin régimen de primas alentadas por las reducciones en los costes de ejecución.

El año de 2020 se ha caracterizado por tener una fuerte actividad regulatoria. En junio se aprobó el RD23/2020 que introdujo cambios en la administra-

Figura 3. Potencia fotovoltaica anual instalada en 2020 (MW).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.



ción de los titulares de los permisos de acceso, además de la introducción de un marco de retribución para las energías renovables y la hibridación con otras instalaciones. Asimismo, se realizó una reforma completa del marco regulatorio de acceso y conexión.

De igual forma, en noviembre de 2020 se publicó el RD960/2020 por el que se desarrolla básicamente el marco de las próximas subastas de instalaciones de energías renovables que se llevarán a cabo a lo largo de todo el 2021.

Además, se introdujo un nuevo diseño de la tarifa eléctrica con nuevos peajes y cargos mediante la publicación de la Circular 3/2020 y el RD148/2021, entrando en vigor dicha reforma el 1 de junio de 2020.

Habría que destacar que, además de la ausencia de subastas en 2020, los proyectos en construcción han sufrido retrasos en logística por los problemas en trámites administrativos y ausencia de componentes. El aumento de la capacidad fotovoltaica se debe en parte a los acuerdos 'PPA' de muchas empresas con el compromiso de reducir sus emisiones.

En relación con la crisis ocasionada por la pandemia, los líderes de la Unión Europea plantearon la financiación de la recuperación económica a través de paquetes de medidas. El pasado octubre España presentó el 'Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia', articulado en varios ejes pretende el despliegue masivo del parque renovable junto con el almacenamiento energético.

Ya en 2021 se publicó la versión definitiva del PNIEC, como se ha comentado en el punto 4.2, así como la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética. Esta ley establece los objetivos clave para cumplir con el acuerdo de París y acelerar la descarbonización de la economía. Destacan algunos puntos como son: la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de un 23% hasta 2030 respecto a 1990, el objetivo de lograr la neutralidad climática a más tardar en 2050, y se propone alcanzar un 35% renovables en consumo de energía final. Todo ello se ejecutará mediante subastas de 60 GW que se irán publicando progresivamente entre 2021 y 2030.

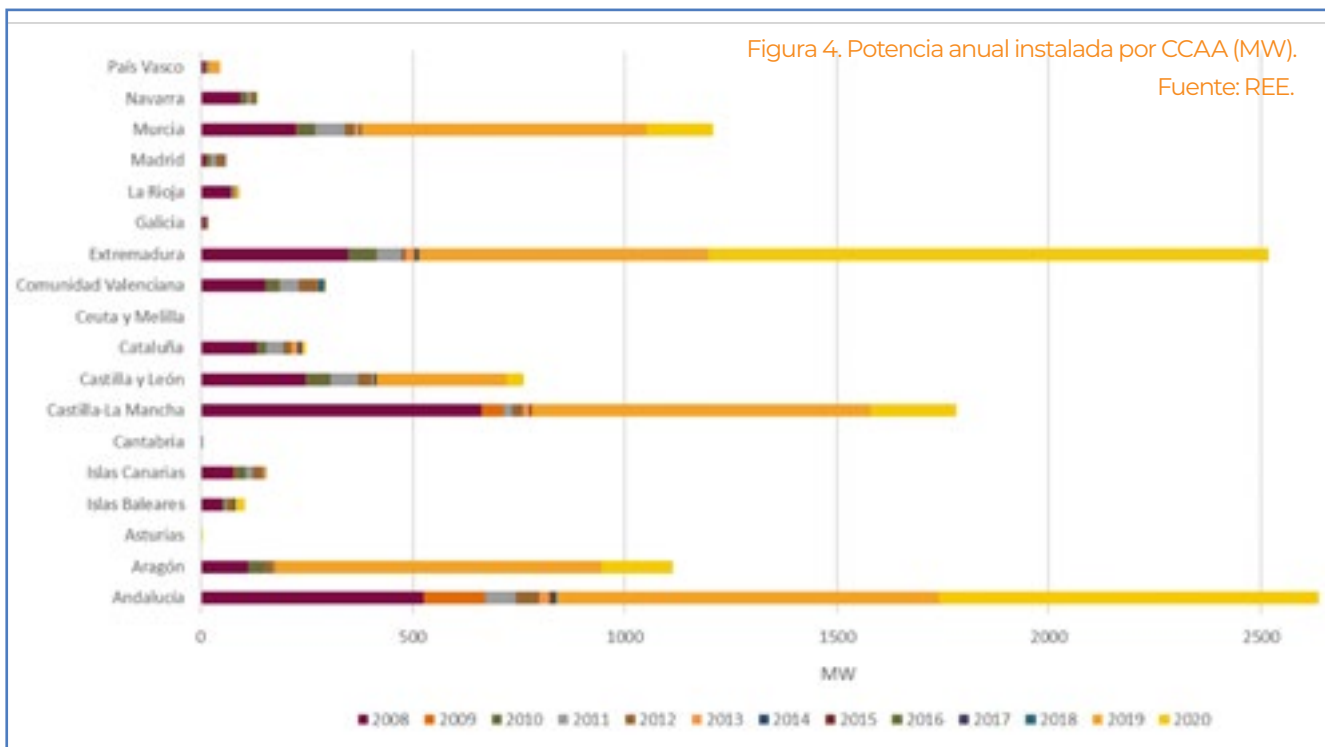


Figura 5. Potencia fotovoltaica acumulada en 2020 (MW).



Fuente: REE

Con respecto al impacto de la pandemia sobre la demanda eléctrica según la región, se encuentran valores muy dispares entre las comunidades autónomas debido a las características en cada una de ellas. Así, los mayores descensos se registran en las dos comunidades cuyo consumo está más influido por la evolución del turismo: las Islas Baleares y Canarias con descensos anuales del -19,2% y del 10,5% respectivamente.

En el ámbito peninsular, los menores descensos se han producido en las comunidades del sur: Extremadura, Andalucía y Murcia. Un segundo grupo de comunidades situadas en la zona central de la península (exceptuando Madrid) mues-

tra descensos intermedios comprendidos entre el -3,2% de Castilla-La Mancha y el -4,9% de la Comunidad Valenciana. El resto de las comunidades situadas al norte, a las que se une Madrid, habría presentado descensos más acusados, con una variación máxima del -8,2% en el País Vasco.

En cuanto a generación, Andalucía ha superado a Castilla La-Mancha con 3.474 GWh y 3.081 GWh respectivamente. De manera que Andalucía ha incrementado su generación un 125% respecto al año pasado. Extremadura por su parte también ha crecido llegando a los 2.389 GWh. Dentro de las comunidades del norte, se observa que País Vasco ha duplicado su generación hasta los 62 GWh,

mientras, Asturias y Cantabria apenas han experimentado crecimiento alguno. Por su parte, tanto las Islas Baleares como Canarias han experimentado un ligero incremento. ■

Figura 6. Participación de las CCAA en la potencia total instalada a nivel nacional en 2020.

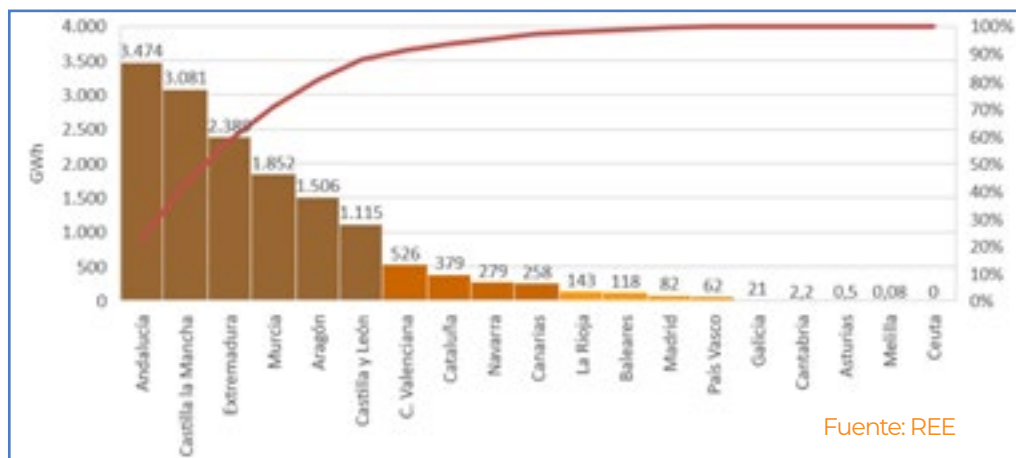


Tabla 1. Potencia instalada anual por CCAA (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Potencia instalada anual													
C.A.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Andalucía	526	145	-15	72	55	24	1	2	4	7	4	902	897
Aragón	110	-9	38	-5	22	3	0	0	0	1	0	769	168
Asturias	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Islas Baleares	50	1	6	5	16	0	0	0	0	2	1	0	22
Islas Canarias	78	2	27	16	23	3	1	1	0	1	0	0	0
Cantabria	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Castilla-La Mancha	662	51	-3	22	25	15	0	3	0	2	0	800	201
Castilla y León	247	0	58	65	32	6	3	1	0	1	1	307	40
Cataluña	132	-8	23	40	19	16	1	3	1	1	3	5	5
Ceuta y Melilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comunidad Valenciana	152	-2	35	44	42	3	0	2	0	-1	13	3	0
Extremadura	348	-8	66	61	8	21	0	2	5	3	0	683	1.321
Galicia	7	0	1	2	3	1	0	0	0	0	0	1	0
La Rioja	70	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	11	2
Madrid	12	1	10	12	17	1	1	1	0	-3	0	-1	0
Murcia	224	2	44	69	24	11	0	0	0	-2	4	672	157
Navarra	92	-29	17	9	12	0	0	0	0	0	1	0	1
País Vasco	9	1	2	4	3	1	0	0	0	1	0	24	-1
Total	2721	147	311	421	299	106	7	16	11	13	28	4.178	2.812

4.9 Autoconsumo

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 conectas 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:

- *RD1955/2000 y RD1699/2011*: 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*. Donde se recoge la definición de autoconsumo en el artículo 9 como 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 *RD 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 RD 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 10kW 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 aprueba el *RDL 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Una de las principales caracte-

rísticas de la norma fue la eliminación de los cargos por potencia instalada y energía autoconsumida. Otras de las novedades recogidas en Real Decreto Ley fueron:

- 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.

Este Real Decreto Ley fue desarrollado a través del *Real Decreto 244/2019*, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas

del autoconsumo de energía eléctrica, que es el marco normativo vigente en la actualidad y cuyas principales características se desarrollan en el siguiente apartado.

Posteriormente le ha seguido el *RD1183/2020* que regula los permisos de acceso y conexión. Las características más relevantes, como ya se han comentado en el punto 4.1, son las siguientes:

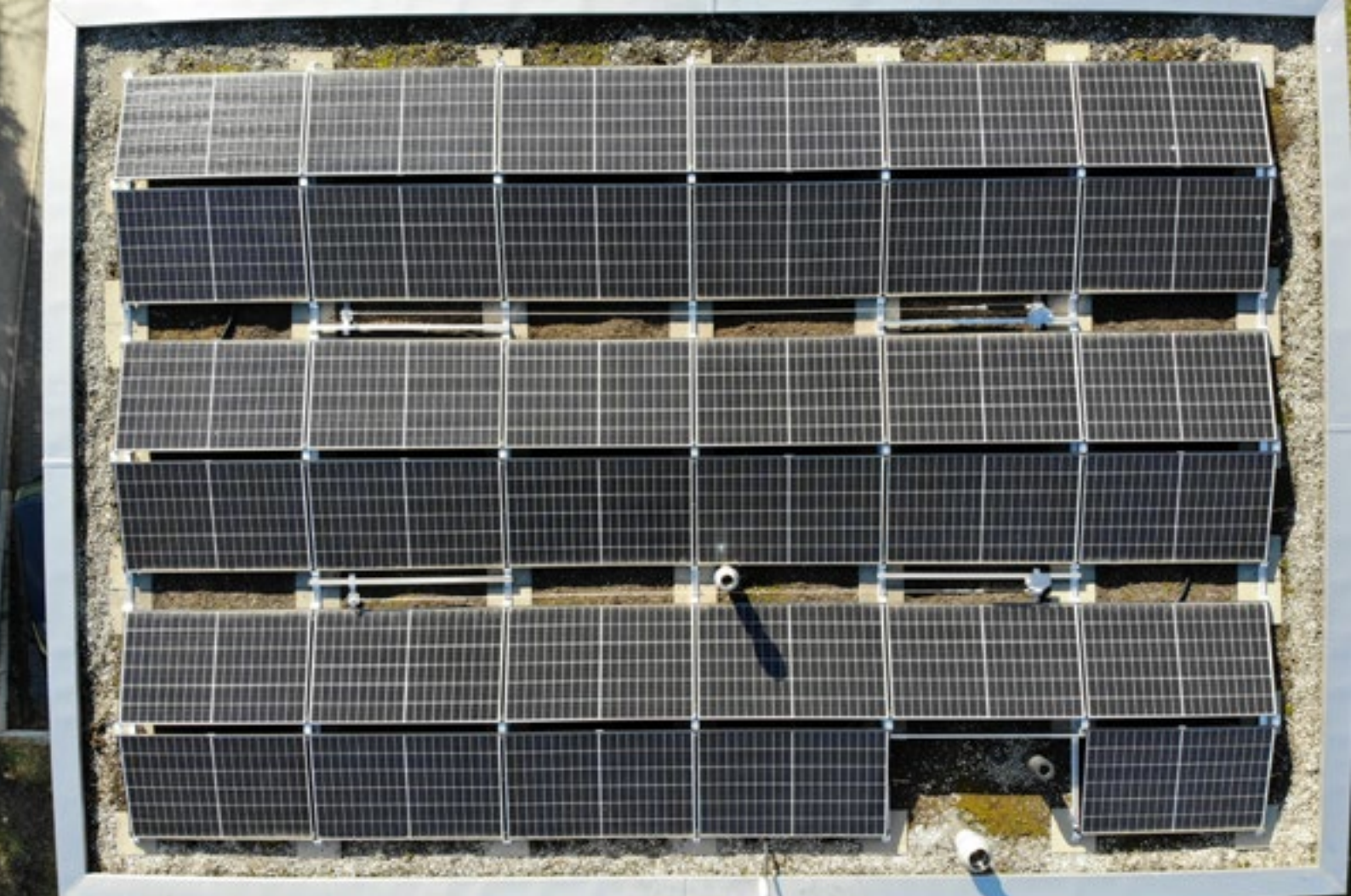
- Las distribuidoras deberán habilitar una plataforma online con información sobre sus redes y la capacidad disponible en cada nudo.
- Mantiene la moratoria para la solicitud de nuevos permisos de acceso hasta que las plataformas se encuentren operativas (desde el 1 de julio de 2021 ya no existe dicha moratoria).
- Nueva definición de potencia para fotovoltaica, que será la menor de la suma de los módulos y los inversores.
- Se establece el procedimiento de acceso y conexión, los interlocutores, figuras existentes -soli-

tante, gestor de red y titular de red-, así como los plazos de cada uno de los procedimientos.

- Se establece un procedimiento abreviado de conexión para determinadas instalaciones.
- Se autorizan los permisos de acceso y conexión para instalaciones híbridas (al menos una debe incorporar renovables o sistemas de almacenamiento).
- Se permite la hibridación con instalaciones con derecho a régimen retributivo específico, sin que se pierda tal derecho, así como la hibridación de cogeneración.

Mirando hacia el futuro, se espera la aprobación de la Estrategia Nacional de Autoconsumo. Por el momento se encuentra abierta la consulta pública 31 de julio de 2020 hasta el viernes, 18 de septiembre de 2020, que junto con el resto estrategias y hojas de ruta que se están planteando en la actualidad, sentarán las bases para la aplicación y optimización de las políticas y medidas establecidas en el PNIEC.





2. Marco regulatorio del autoconsumo

En abril de 2019 se aprobó el *RD244/2019* por el que se establecen las condiciones económicas, técnicas y administrativas del autoconsumo. Este Real Decreto da continuidad a lo establecido en el *RDL15/2018*, reglamentando todos aquellos aspectos no definidos en dicho texto. En este sentido, y de forma resumida, los principales aspectos son los siguientes:

- **3 modalidades de autoconsumo:** (i) sin excedentes, (ii) con excedentes acogidos a compensación y (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.
- **Simplificación de tramitación:**
 - o Las instalaciones sin excedentes o las de

excedentes de hasta 15kW no necesitan permisos de acceso y conexión.

- o Para instalaciones de hasta 100kW 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:

- o 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 para compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.
- o Autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. Deben vender los excedentes en el mercado.
- **Inscripción automática en el Registro de Autoconsumo** para ciertos casos.

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 asociadas 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 inyec-

ción 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:

- a. **Excedentes acogidas 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 (iv) instalaciones no sujetas a Régimen Retributivo Específico.
- b. **Excedentes no acogidas 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 cual-

quiera 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 autoconsumo sin excedentes el/los titular/es del punto de suministro y de la instalación serán el mismo/los mismos.

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.

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

- * Instalación de autoconsumo sin excedente.
- * Instalaciones de autoconsumo con excedente de $P \leq 15$ kW en suelo urbanizado.

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

- * Instalaciones de autoconsumo con excedentes de $P > 15$ kW.

Aunque no lo cita expresamente las instalaciones **de $P \leq 100$ kW se acogerán a los procedimientos del RD1699/2011 y las de $P > 100$ kW al RD1955/2000.** Una vez se apruebe el RD de Conexión y Acceso será este el que determine las condiciones de acceso.

Contratos de acceso y contratos con la comercializadora

- a. Para los autoconsumidores de **potencia inferior a 100kW**, 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:

1. La CC. AA. informará en 10 días a la distribuidora desde la recepción de la documentación que acredita la puesta en marcha de la instalación.
2. Desde esta documentación, la distribuidora dispondrá de 5 días para remitir la modificación del contrato a comercializadora y autoconsumidor. Asimismo, informará de todas las características del autoconsumo (modalidad, reparto, etc.).
3. Desde la recepción de esta modificación, el consumidor dispondrá de 10 días para notificar a la distribuidora cualquier discrepancia.

- b. **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. 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 de la misma por parte de la distribuidora para notificar su disconformidad.

- c. 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.

2.3 Equipos de Medidas

- a. 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).
- b. **Ciertas instalaciones deberán tener, además, un 2º contador que mida la generación neta:**
 1. Autoconsumo colectivo.
 2. La instalación de generación sea una instalación próxima a través de red.
 3. La tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.
 4. En casos de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro.
5. Instalaciones de potencia aparente nominal igual o superior a 12MVA.
6. En el caso de autoconsumos individuales con excedentes no acogidos a compensación potestativamente podrán tener la siguiente configuración:
 7. 1 equipo de medida bidireccional que mida la energía neta generada.
 8. 1 equipo de medida que registre la energía total consumida.
- c. **Los sistemas de almacenamiento compartirán el equipo de medida** que registre la generación neta, el equipo de medida del punto frontera o de medida del consumidor asociado.
- d. **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 se 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.
- e. Los equipos de medida se ubicarán lo más próximos posibles al punto frontera.
- f. 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 encargado 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.

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

- a. 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.

- b. 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.
- c. 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.

2.5 Régimen económico

Características generales

- a. 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.
- b. Se estipulan dos regímenes económicos
 - Venta de energía a la red
 - Compensación simplificada de excedentes.

Venta de energía a la red

- a. 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**.
- b. 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).
- c. Los autoconsumidores que operen bajo esta modalidad tendrán la consideración de productores debiendo cumplir con lo establecido en la normativa (representante, etc.).
- d. Asimismo, la energía vendida **deberá satisfacer el peaje a la generación (0,5€/MWh) y su valoración económica estará sujeta al impuesto del 7%**.

Mecanismo de compensación simplificada

a. 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 sujetos 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”**, los autoconsumidores deberán **satisfacer una cuantía por la utilización de la red** de distribución, que será definida por la CNMC.

b. 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.

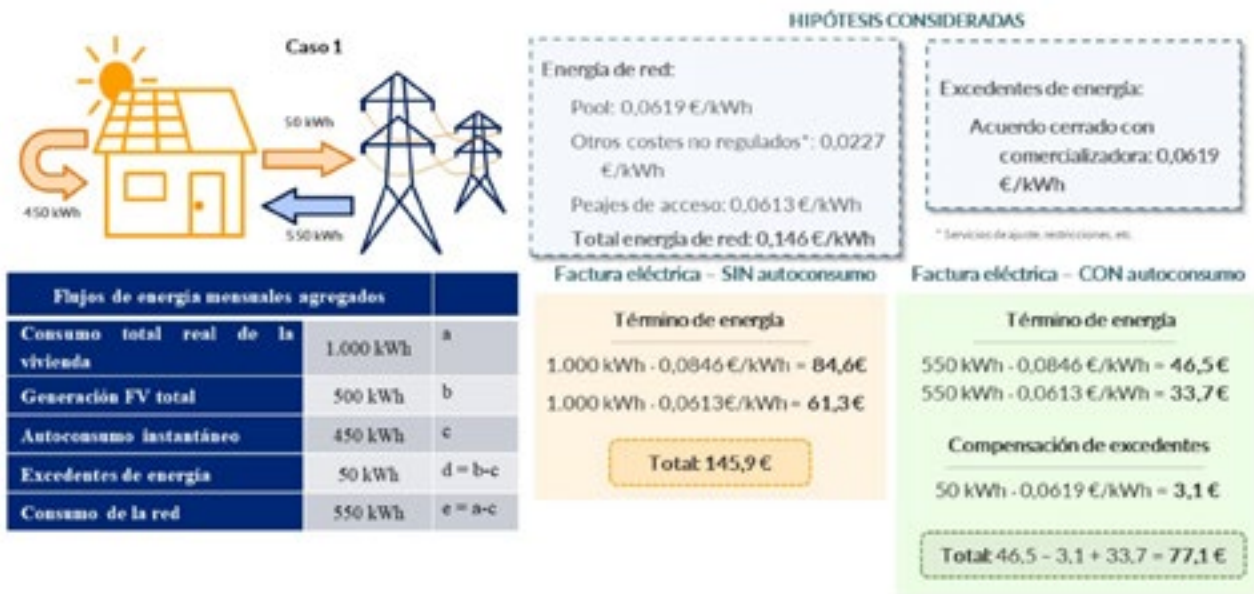
c. Ejemplos de funcionamiento del sistema de compensación de excedentes.

- 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, por un lado, 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.

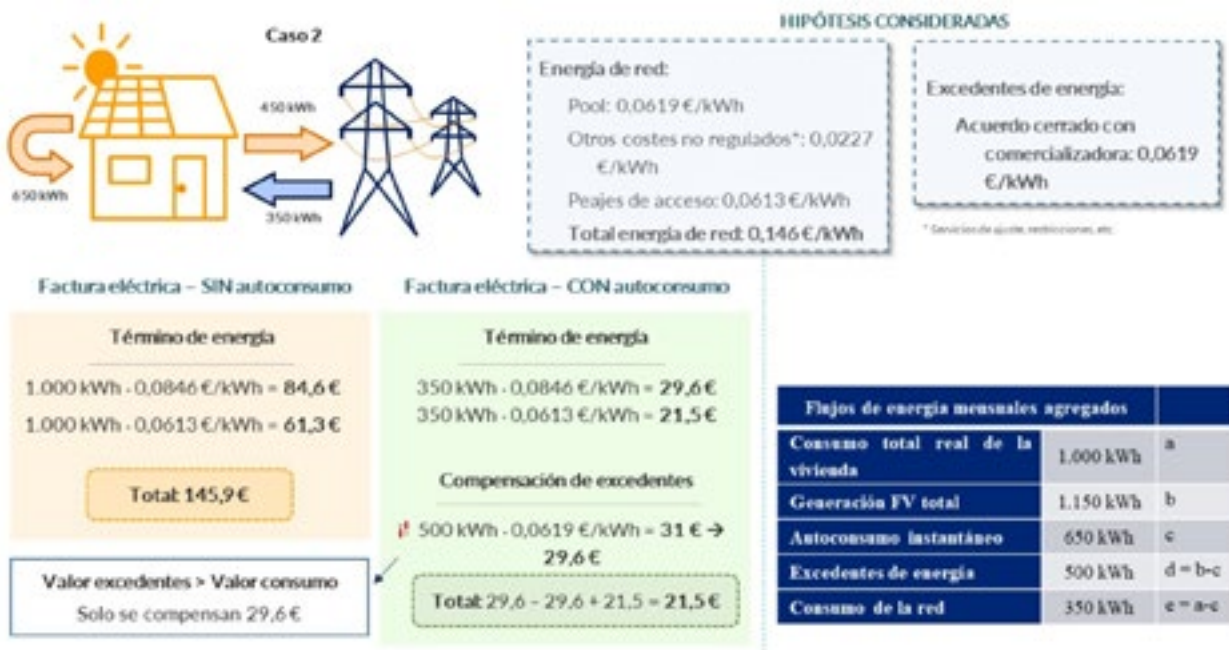
Ejemplos de aplicación del autoconsumo con compensación de excedentes

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

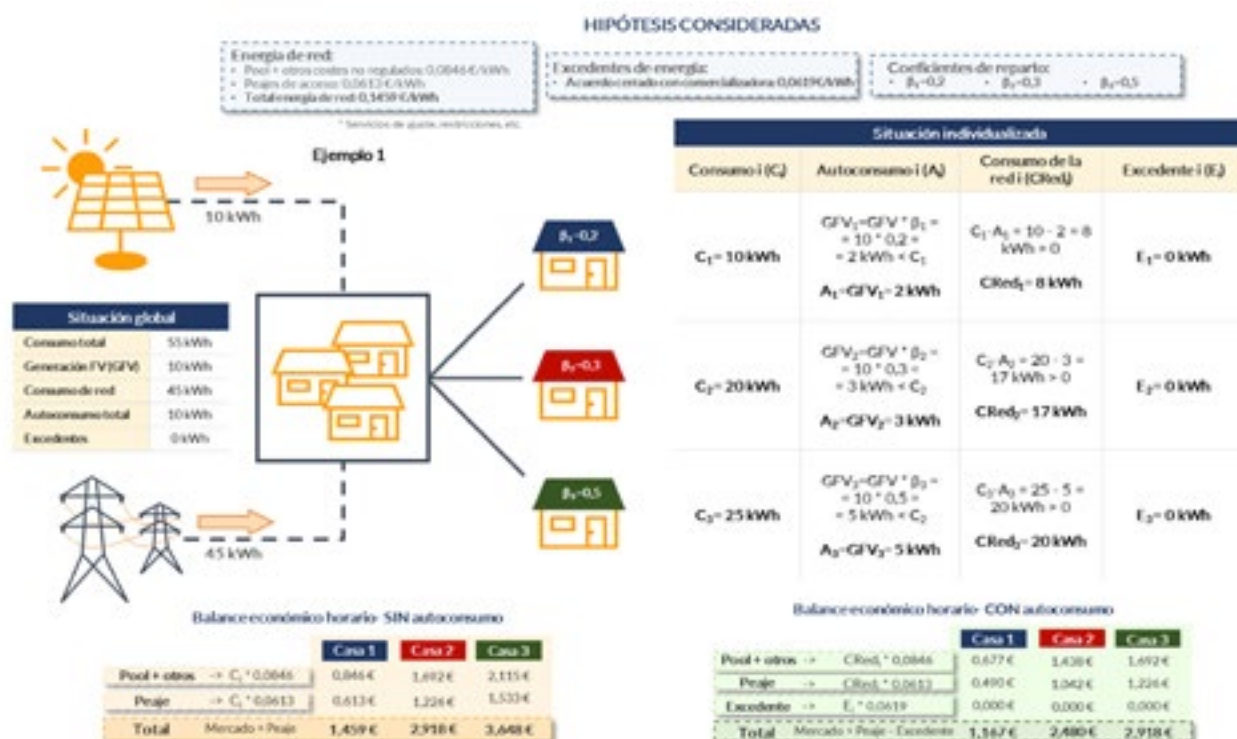
a) Ejemplo 1. Instalación individual con compensación de excedentes.



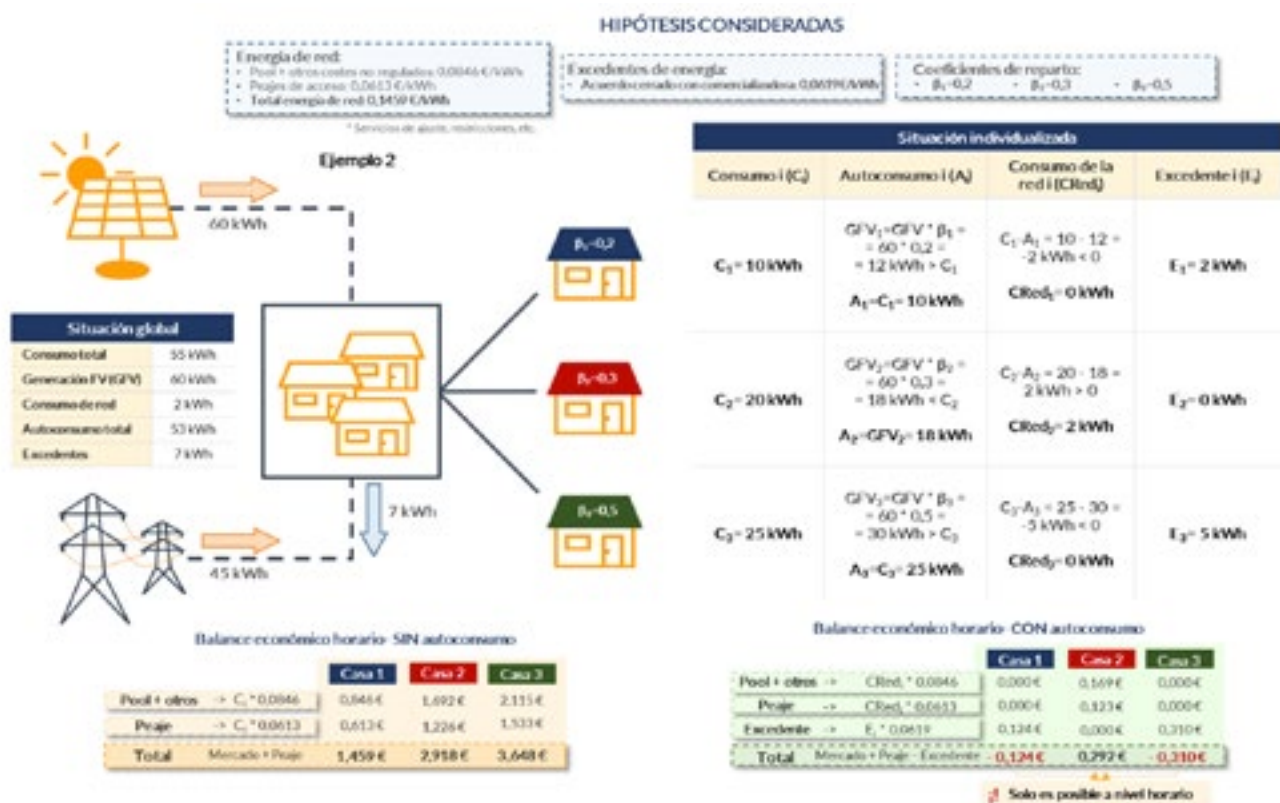
b) Ejemplo 2. Instalación individual con compensación de excedentes.



c) Ejemplo 3. Instalación colectiva de compensación de excedentes.



d) Ejemplo 4. Instalación colectiva de compensación de excedentes.





3. Crecimiento del autoconsumo fotovoltaico

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.

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

En primer lugar, la aprobación en primera estancia del RD- Ley 15/2018 y posteriormente del Real Decreto 244/2019, marcó un nuevo escenario para el desarrollo del autoconsumo y más recientemente, el Real Decreto 1183/2020 que regula los permisos de acceso y conexión.

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 KWn) 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, está 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 depender de la volatilidad del mercado diario de la electricidad y de “independizarse” de la compañía eléctrica suponen un “plus” de motivación para poner en marcha una instalación de microgeneración.

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, 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.

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.

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 100kW 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 periodo de retorno de las inversiones se sitúe por debajo de los 5 años (normalmente, la amortización de estas instalaciones se





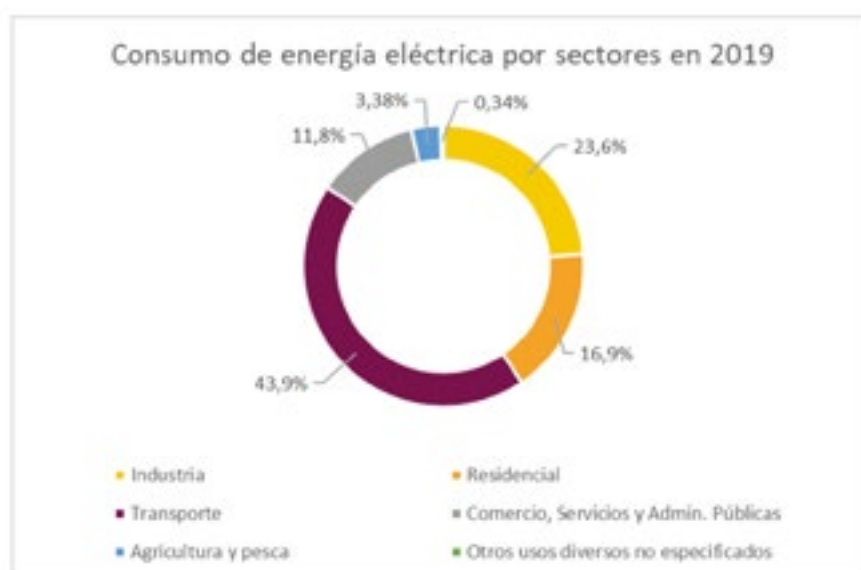
4. Principales sectores de desarrollo

Actualmente, el potencial que tiene el autoconsumo fotovoltaico en España va más allá del ámbito doméstico, avanzando hacia sectores como el industrial, el comercial, de servicios y el agrícola, con aplicaciones como el bombeo solar para riego.

Como se puede apreciar en el gráfico, el principal consumo eléctrico del país se asocia

a actividades empresariales y respecto a años anteriores, el consumo de energía eléctrica ha aumentado en el sector transporte por la tendencia de implementación del vehículo eléctrico. A pesar de la crisis del Covid-19, también se ha producido un incremento del consumo de energía en el sector residencial e industrial. Probablemente en el primero por pasar una mayor fracción de tiempo dentro del hogar.

Figura 1. Consumo de energía eléctrica por sectores en 2019 (KTEP). Fuente: Elaboración propia a partir de datos del IDAE.





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 economías 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. Además, el coste del peaje del término de potencia está directamente vinculado al consumo efectivo que realizan de forma cuarto-horaria, por lo que la incor-

poración 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 diurnos.

*** 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 L'Alcudia o Badalona se ha incorporado recientemente a esta lista de ayuntamientos embajadores del autocon-

sumo. 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. Fue a partir del 31 de diciembre de 2019 cuando esta obligación pasó a extenderse 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 autocon-



sumo. 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 incluyeron sistemas de autoconsumo fotovoltaico en los 33 colegios públicos viables técnicamente de la totalidad de los 54 colegios públicos de la ciudad.

*** 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 el pasado 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 es 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 kW/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 ser-

vicio 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, que 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.

Por otra parte, una de las propuestas más innovadoras y que cuentan con un recorrido muy corto en España (y, por lo tanto, un gran potencial) son las **comunidades energéticas agro-fotovoltaicas**. A nivel gráfico, se trata de un modelo que supone combinar cultivos agrícolas cubiertos con paneles solares en altura, aprovechando de una forma más óptima el terreno.

Países como Japón, Vietnam, Taiwán, Chile, Francia, Bélgica, Australia o Alemania, han sido pioneros en la implementación y el desarrollo de las comunidades agro-fotovoltaicas, con proyectos de gran tamaño. Para que nos hagamos una idea, en febrero de este año trascendió que la empresa española Univergy Solar desarrollará, junto a su socio local en Australia, New Energy Developments, un proyecto agrovoltaico de 120 megavatios (MW) denominado 'Wallaroo Solar Farm' en la región de New South Wales, informó la compañía hispano-japonesa. La construcción del proyecto se inició el verano de 2021 en una propiedad de 163 hectáreas y contará con 260.936 paneles fotovoltaicos de 460 vatios (W).

En el caso de España, y pese a tener las condiciones perfectas por horas de luz y ser uno de los países con más tierras cultivadas, no había desarrollado hasta la fecha ningún proyecto que uniese energía fotovoltaica y agricultura. Esto ha cambiado hace pocas semanas gracias a la colaboración entre Transición Energética Solar ('Tranesol'), empresa centrada en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, y Sapiens Energía, cooperativa sin ánimo de lucro especializada en la creación y gestión de comunidades energéticas. Ambas se han unido para crear la figura de Comunidad de Energía Renovable Agrovoltaica o Agro-fotovoltaica en el proyecto Picassent Solar.

En este proyecto se instalarán 11.000 metros cuadrados de placas solares (con 1,5 MW de potencia instalada) en un terreno de 26.500 metros cuadrados de superficie. Las placas estarán en alto (con hasta 4 metros de altura en algunas zonas), de manera que ninguna de las dos actividades ejercerá limitación alguna sobre la otra, y en la tierra se trabajará con cultivos innovadores, de mayor rentabilidad, como frutas tropicales. En total, la planta permitirá abastecer a los agricultores y a unos 500 usuarios (hogares y PYMES) que se encuentren en un radio de cobertura de 50 kilómetros desde la instalación.



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 publicó 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.

Tabla 1. Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo. Fuente: Guía IDAE

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

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.

Tramitación Administrativa

Distingue entre:

- **Instalaciones de autoconsumo SIN excedentes**

La guía establece una serie de trámites que con carácter general aplicara 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

- *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.
- *Autorización administrativa previa y de construcción:* las instalaciones de producción no superior a 100 kW y conectas a la red de BT quedan excluidas de esta autorización, sin embargo, las conectadas a la red de AT con independencia de la potencia instalada, con carácter general deberán de solicitarla. Para instalaciones con potencia superior a 100 KW es potestad

de la comunidad autónoma su solicitud y autorización.

- *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

- *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.
- *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.
- *Autorización de explotación:* Por norma general, solo será necesaria si la conexión de la instalación se realiza en Alta Tensión (AT), independientemente de la potencia instalada, y para aquellas instalaciones con potencia superior a 100 KW siempre y cuando la Comunidad Autónoma lo requiera.

- *Inscripción en el registro de autoconsumo:* Solo lo realizarán las instalaciones con potencia superior a 100 kW y las conectadas en Alta Tensión (AT) 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 conectadas 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, si 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, necesitarán 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 supe-

rior a 100 kW y todas las potencias conectadas en AT 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 productores 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, lo que 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, administrativos y fiscales entre otros.

La mayoría de las Comunidades Autónomas que integran el estado español 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 una 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 aprobación de 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.

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 experimentó 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.

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.

A continuación, se muestra un resumen de las principales ayudas ofrecidas en las distintas comunidades 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.

Aragón

Durante 2019, Aragón ha aprobado dos convocatorias de ayudas en las que se 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 al 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€².

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 subvencionables³.

¹ [Línea de construcción sostenible](#)

² [Orden EIE/263/2019](#)

³ [Resolución 26 de marzo 2019](#)

Asturias

En Asturias, en 2019, aprobó ayudas para la promoción del uso de energías renovables y utilización de biomasa como combustibles para 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€⁴

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 euros⁵

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 ayuntamientos⁶ y otra para empresas y edificios residenciales⁷.

Cantabria

En 2020, se aprobaron subvenciones enfocadas a la eficiencia energética y las energías renovables con un presupuesto de 4.1 M€.

En el año 2021, se abrieron otra tanda de ayudas por valor de 2.6 M€, en la que se incluye la instalación de fotovoltaica y la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos.

Castilla - La Mancha

El Gobierno de Castilla-La Mancha está en proceso de elaborar el Plan Estratégico para el Desarrollo Energético Horizonte 2030, que estiman tendrá un impacto económico de más de 20.000 millones de euros en inversiones, incluyendo el objetivo de instalar 1.700 MW de autoconsumo.

Castilla y León

Castilla y León, comenzó su actividad en 2020 la Mesa por el Autoconsumo Energético con la puesta en marcha de grupos de trabajo vinculados a normativa eléctrica, comunicación y municipios, a los que se sumarán otros dos de formación y financiación. Respecto a la dotación presupuestaria, se han otorgado ayudas al autoconsumo por 1.7 millones de euros.

Cataluña

Las ayudas a la eficiencia energética en Pymes y gran empresa del sector industrial, en las que se incluyen proyectos de energías renovables, ascendieron a los 8 M€ en la convocatoria de 2019. También pueden beneficiarse de las ayudas las empresas de servicios energéticos. Las cuantías máximas de las ayudas fueron del 30%

⁴ [Resolución de 12 de marzo 2019](#)

⁵ [Resolución de 23 de diciembre de 2019](#)

⁶ [Orden de 20 de diciembre de 2019](#) -

⁷ [Orden de 23 de diciembre de 2019](#)

para gran empresa, del 40% para mediana empresa y del 50% para pequeña empresa⁸.

Comunidad Valenciana

El Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE), en la Comunidad Valenciana, para el año 2019, convocó ayudas específicas para el fomento de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica, para entidades públicas como empresas privadas⁹. 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 de 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 €¹⁰. En septiembre de 2020, se abrió una segunda línea de ayudas.

Galicia

En marzo de 2021, la Xunta abrió una convocatoria de ayudas al autoconsumo fotovoltaico para consumidores particulares dotada con 2M€ en las que pueden participar instalaciones colectivas y con almacenamiento (que recibirán una mayor subvención).

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 €¹¹

Comunidad de Madrid

La Comunidad de Madrid mantiene su apoyo al autoconsumo. En febrero de 2021 se publicó el Plan Estratégico de Subvenciones cuantificado en 3 millones de euros para el 2021. En dicho Plan está contemplado el autoconsumo fotovoltaico tanto individual como compartido y la tecnología bifacial.

Murcia

En marzo de 2021 el Gobierno de Murcia convocó subvenciones destinadas al fomento de la eficiencia energética y el uso de energías renovables por parte de las empresas de la región con una dotación de 5 millones de euros e importes del 35%, 25% y 45% del presupuesto según el tamaño de la empresa.

Navarra

La comunidad de Navarra estableció en 2019 dos líneas de ayudas para entidades locales¹² y entidades sin ánimo de lucro¹³ 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.

País Vasco

En 2019 se aprobó en el País Vasco una convocatoria de ayudas a inversiones en instalaciones de energías renovables para producción de energía eléctrica. La

⁸ [Resolución EMC/3239/2019](#)

⁹ [Resolución de 28 de enero de 2019](#)

¹⁰ [Decreto 17/2019](#)

¹¹ [Resolución de 4 de junio de 2019](#)

¹² [Resolución 61E/2019, de 2 de mayo](#)

¹³ [Resolución 63E/2019, de 9 de mayo](#)

cobertura económica asciende a 1,1 M€, según el correspondiente crédito establecido al efecto en los presupuestos del Ente Vasco de la Energía (EVE)¹⁴

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).

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. ■

Tabla 2. Bonificaciones en IBI e ICIO más comunes. Fuente: Elaboración propia.

Impuesto bonificable	Intensidad típica de la bonificación ¹⁵	Intensidad mínima de la bonificación ¹⁶	Intensidad máxima de la bonificación ¹⁷	Probabilidad de bonificación ¹⁸
ICIO	95%	5%	95%	69%
IBI	50% - 3 años	25% - 1 año	50% - 10 años	53%

¹⁴ Resolución de 29 de abril de 2019

¹⁵ Calculada como la moda entre los 110 municipios consultados, excluyendo aquellos que no disponen de bonificación al autoconsumo fotovoltaico

¹⁶ De entre los 110 municipios consultados, excluyendo aquellos que no disponen de bonificación al autoconsumo fotovoltaico

¹⁷ De entre los 110 municipios consultados

¹⁸ Probabilidad basada en los 110 municipios consultados

4.10 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.

Dicha Directiva la define como aquella entidad que:

- a. 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;
- b. 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
- c. 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 publicó 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 generan .

Posteriormente, y con el objetivo de favorecer la participación ciudadana en el desarrollo de nuevas instalaciones renovables, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, ha definido el concepto de comunidad de energía renovable, mediante la modificación del artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sentando de este modo las bases para la promoción de la participación ciudadana en el sector renovable.

Dicho artículo, incide en la definición dada por la Directiva (UE) 2019/944, estableciendo que “las comunidades de energías renovables, son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria,

autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras”.

Con sustento en la introducción de dicha definición en la Ley del Sector Eléctrico, tanto el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), como la Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050 (ELP 2050) se marcan como objetivos fundamentales el situar a la ciudadanía en el centro del sistema energético, estableciendo medidas que contribuyen a la participación ciudadana en el ámbito



energético, la generación distribuida y el desarrollo de comunidades energéticas locales.

En legislaciones de otros Estados comunitarios, como Polonia, Alemania, Portugal o Grecia nos encontramos con regulaciones que han avanzado todavía 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, que está generando un valor añadido significativo en lo que se refiere a la aceptación local de las energías renovables, 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 encuen-



tran 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.

Durante el año 2021, se ha impulsado aún más esta figura con la aprobación del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, que pretende impulsar Comunidades Energéticas Locales, la rehabilitación y la regeneración y el apoyo a la energía sostenible y asequible en municipios de menos de 5.000 habitantes, como palanca de generación de empleo y de atracción de actividad, habiéndose aprobado el Real Decreto que ha aprobado un programa de ayuda de con una cuantía inicial conjunta de seiscientos sesenta millones de euros, que serán distribuidos por las Comunidades Autónomas, para el fomento del autoconsumo, el almacenamiento y las Comunidades Energéticas Locales.

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. ■

4.11 Modelos de subastas: grandes parques vs pequeños

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, estableció la obligación de desarrollar reglamentariamente un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía, que permitiese dotar a estas tecnologías de un marco retributivo predecible y estable.

Dicho marco retributivo se aprobó mediante el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el Régimen Económico de Energías Renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, mediante el cual se determinó que el otorgamiento del régimen económico de energías renovables se realizaría a través de un nuevo mecanismo de concurrencia competitiva, las subastas renovables.

Y dicho mecanismo de subasta, o concurrencia competitiva, fue a su vez desarrollado por la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.

Dicha Orden determinó que el producto a subastar será la potencia instalada, que las subastas estarán

abiertas a todas las tecnologías renovables no fósiles ubicadas en el sistema eléctrico peninsular, pudiendo estar compuesta por una o varias tecnologías de las incluidas en dicha categoría e incluir tanto a instalaciones nuevas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, y la variable de oferta, el precio por unidad de energía eléctrica.

Dicha Orden estableció las particularidades y adaptaciones necesarias en la metodología general de selección de ofertas, determinó los procesos que configuran el mecanismo de subasta y reguló los trámites y procedimientos asociados al Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.

Finalmente, sentadas las anteriores bases, la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, convocó la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, que se celebró el pasado 26 de enero de 2021, y en la que



se adjudicaron un total de 3.034 MW, 2.036 fotovoltaicos y 998 eólicos, que se concentraron en tan solo 32 empresas adjudicatarias, todas ellas grandes agentes del sector.

Dicha subasta ahondaba, por tanto, en la brecha entre dque le resulta a nuestras pequeñas y medianas empresas competir en estas subastas, lo que les lleva a quedar fuera del mercado eléctrico, a pesar de su significación en el tejido productivo tanto local como nacional, y por tanto, en el interés general.

Y lo que es peor, todo ello nos conducía a un modelo de implantación de renovables mal dimensionado y antisocial, donde se prima los grandes parques y los oligopolios frente a los pequeños parques y frente a nuestras pequeñas y medianas empresas.

Estos grandes parques resultan menos eficientes, pues requieren transportar la energía producida en alta tensión, lo que requiere de grandes instalaciones,

transformadores y líneas de transporte, y además tienen unos fuertes impactos medioambientales y contra el territorio, por las grandes superficies de terreno que necesitan para su implantación.

ANPIER siempre ha defendido e impulsado un modelo energético sostenible y social, defendiendo los pequeños y medianos parques, porque permiten una implantación de las energías de generación renovable gradual, cuya energía producida se consume en proximidad, por lo que no necesitan transporte, alta tensión ni infraestructuras y que, además, pueden ser desarrollados por pequeñas y medianas empresas, ya que su coste es menor, lo que favorece las economías locales.

Es por ello que ANPIER inició en el presente año 2021 una campaña de concienciación, instando al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y al resto de organismos públicos implicados a corregir este desequilibrio, y a adoptar

medidas tendentes a racionalizar y mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico, y en concreto y en relación con la convocatoria de subastas, el establecimiento de cupos de la capacidad subastada reservada a pequeñas instalaciones, y la restricción de concurrencia a dichos cupos a pequeñas y medianas empresas.

Celebramos indicar que, durante la redacción del presente anuario, la Secretaria de Estado de Energía ha aprobado una propuesta de Resolución convocando la segunda subasta para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables, accediendo a algunas de nuestras reivindicaciones y propuestas. Tal Resolución se encuentra en fase de audiencia e información pública, por lo que su texto no es todavía definitivo, si bien la propuesta aprobada establece una reserva destinada a instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local.

Esta reserva se caracteriza en la propuesta por ir destinada a instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 5 MW, estableciendo, a su vez, requerimientos relativos a la obligatoriedad de conexión a la red de distribución a una tensión igual o inferior a 45 kV, la titularidad de las instalaciones y su localización próxima a centros de consumo de energía eléctrica.

Según el texto de la Propuesta de Resolución, esta reserva tiene como objetivo la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de producción de menor tamaño que fomenten la generación distribuida mediante su proximidad a los centros de consumo, con una eficiencia global potencialmente mayor debido a las menores pérdidas en las redes de transporte y distribución, y que facilitan a su vez su integración en dicho sistema, al poder requerir una menor creación de nuevas infraestructuras eléctricas.



Por otro lado, esta reserva también pretende fomentar la participación activa de los ciudadanos, de pequeñas y medianas empresas y de entidades locales, en el despliegue de las tecnologías renovables.

A tal efecto, al menos un 25% del capital social de la empresa titular de la instalación deberá estar ostentado por un mínimo de cuatro titulares con domicilio fiscal situado a una distancia inferior a 20 km de la instalación. Dichos titulares podrán ser personas físicas, administraciones locales, microempresas o pequeñas y medianas empresas.

Finalmente, y para evitar grandes parques “encubiertos”, la propuesta de Ley establece que las instalaciones adjudicatarias de esta reserva no podrán ser el resultado de la división artificial de una instalación de potencia superior, ni encontrarse a una distancia inferior a 500 metros de otra instalación adjudicataria de esta misma

reserva propiedad de la misma sociedad o grupo de sociedades, debiendo contar en todo caso con los equipos físicos necesarios para su operación de manera independiente.

Dicha subasta está prevista se celebre el día 14 de octubre de 2021, debiendo publicarse el texto definitivo de la Resolución que la convoca, con anterioridad al día 8 de septiembre de 2021, fecha en la que se abrirá el plazo para la entrega de la documentación para la precalificación y calificación.

Sin duda, esta noticia es un buen primer paso en la dirección correcta, pero en todo caso ANPIER seguirá defendiendo que la reserva para estas pequeñas instalaciones venga fijada por Ley, con carácter general, y no se limite a una convocatoria concreta, y más aún en el contexto de necesidad de bajada de precios de la electricidad, en que ha sido convocada esta subasta. ■



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.

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.

Los principales objetivos DE ANPIER son:

- Promover la generación fotovoltaica, renovable y social.
- Garantizar la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria en el sector de las energías renovables para proteger al productor y promover el desarrollo del sector.
- Informar, asesorar, dar servicios y ofrecer ventajas a nuestros asociados para que la gestión de sus instalaciones resulte más sencilla.
- Impulsar un modelo energético eficiente y sostenible, basado en el uso de las energías renovables, que genere riqueza, empleo y bienestar social, sin que suponga una amenaza para el entorno y la población.
- Aportar conocimiento y valor a los socios, al sector, a las Administraciones y a la Sociedad, para contribuir en la mejora de la competitividad de nuestro sector energético y económico.
- Identificar y promover proyectos de I+D+i, para consolidar a España y a nuestras empresas como referentes internacionales en tecnologías y gestión de energías renovables.
- Promover la formación de productores, profesionales y usuarios, para estimular la creación de empleo en el sector.
- Extender una cultura técnica de la energía entre la sociedad, basada en el ahorro, la eficiencia y respeto al medio ambiente.

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:

Asesor fiscal: Fernando Berenguer López; Asesor jurídico: Ángel Escribano Gutiérrez Dto. Audiovisual: Ignacio del Pozo García; Dto. de Administración: María José Urbaneja Sánchez; Dto. de Comunicación: Sara Molina Castillo; Dto. Ingeniería: Miguel Martínez Tomás; Director: Rafael Barrera Morcillo

Junta directiva

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

Agradecimiento

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



**Agustín de Betancourt, 17
8ª Planta 28003 Madrid**

Teléfono: 91 133 68 77

Mail: info@anpier.org

www.anpier.org

Redes:

Youtube: [CanalAnpier](https://www.youtube.com/c/CanalAnpier)

Facebook: [ANPERasociacion](https://www.facebook.com/ANPERasociacion)

Twitter: [@Anpier_Asoc](https://twitter.com/Anpier_Asoc)



JUNTA DIRECTIVA



**Miguel Ángel
Martínez-Aroca
Pérez**
Presidente



**Juan Antonio
Cabrero
Samaniego**
Vicepresidente



**Juan Castro-Gil
Amigo**
Secretario



**Lluís Calatayud i
Pla**
Tesorero

VOCALES



**Francisco Pérez
Abiétar**
Vocal



**Manuel Pérez
Más**
Vocal



**Francesc Selga
Calvet**
Vocal



Jorge Edo Albácar
Vocal

DELEGADOS TERRITORIALES



**Miguel Carra
Villar**
Andalucía



Jorge Edo Albácar
Aragón



**Fernando de la
Hoz Elices**
Asturias



**Alberto Javier
Cuartas Galván**
Cantabria



**Alberto Nieto
Vivas**
Castilla y León



**Francisco Pérez
Abiétar**
Castilla-La Mancha



**Lluís Calatayud i
Pla**
Comunidad
Valenciana



Antonio Cordoní
Galicia



**Albert Mases
Pelegri**
Cataluña



**Juan José López
Vivas**
Extremadura



**Jorge García
Domínguez**
La Rioja



**José Francisco
Vallicaneras
Martínez**
Islas Baleares



**Jorge Puebla
García**
Madrid



**Juan Antonio
Cabrero
Samaniego**
Navarra



**Julián Lana
Iturmendi**
País Vasco



**Santiago
Martínez
Gabaldón**
Región de Murcia

EQUIPO



**Rafael Barrera
Morcillo**
Director



**María José
Urbaneja
Sánchez**
Departamento de
administración



**Sara Molina
Castillo**
Departamento de
comunicación



**Juan Castro-Gil
Amigo**
Asesor Jurídico



Ángel Escribano
Departamento
Jurídico



Ignacio del Pozo
Dto. Audiovisual



Miguel Martínez
Dto. Ingeniería



**Fernando
Berenguer López**
Asesor fiscal



Agustín de Betancourt, 17

8ª Planta 28003 Madrid

Teléfono: 91 133 68 77

Mail: info@anpier.org

www.anpier.org

Redes:

Youtube: [CanalAnpier](#)

Facebook: [ANPERasociacion](#)

Twitter: [@Anpier_Asoc](#)