



Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

Anuario Fotovoltaico 2025/2026





Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

ÍNDICE

ÍNDICE

CAP. 1	INTRODUCCIÓN	4
1.1	Artículo de Miguel Martínez-Aroca - Presidente de Anpier	6
CAP. 2	SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL	12
2.1	Cambio climático, descarbonización de la economía para 2050 y acuerdos internacionales	14
2.2	Derechos de emisión de CO2	24
2.3	Datos macroeconómicos. Potencia total instalada	30
2.4	Principales mercados fotovoltaicos internacionales	42
CAP. 3	SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO	48
3.1	Directivas europeas	50
3.2	Evolución del mercado fotovoltaico en Europa	64
CAP. 4	SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL	68
4.1	La regulación sectorial como factor clave	70
4.2	PNIEC y hojas de ruta nacionales	114
4.3	Novedades regulatorias 2025	136
4.4	El impacto de las horas negativas en la retribución	148
4.5	Funcionamiento del sistema eléctrico español	160
4.6	Análisis del sector eléctrico español vista técnico	182
4.7	Mercado eléctrico español	190
4.8	Instalaciones fotovoltaicas de generación e inyección	200
4.9	Autoconsumo	210
4.10	Agrivoltaica, otra gran oportunidad	234
4.11	Parámetros retributivos 2026	244
CAP. 5	ANPIER	
5.1	La problemática de las 65.000 familias	260
5.2	ANPIER, una asociación comprometida	272

A large array of blue solar panels is shown from a low angle, receding into the distance. The panels are arranged in a grid pattern and are set against a bright blue sky with scattered white clouds. The foreground shows a patch of green grass. The overall scene is bright and clear, suggesting a sunny day.

INTRODUCCIÓN



2025. EL AÑO QUE VIVIMOS AL LÍMITE

La generación de fotovoltaica es una actividad que acarrea dificultades en la gestión del día a día, y lo asumimos. Lo que nos cuesta digerir es que nos vayamos encontrando con incertidumbres regulatorias que se podrían resolver con antelación y sencillez.



Cuando no se combaten desde un primer momento las irregularidades sobrevenidas en un ámbito tan complejo como es la producción de energía eléctrica, las incidencias se convierten en grandes problemas que afectan a los flujos de caja y condicionan la viabilidad de nuestra actividad. La regulación debería adaptarse con mayor dinamismo a la realidad de nuestro sector eléctrico, algo que resultaría especialmente sencillo en un ámbito, como es el RECORE, parametrizado y con una rentabilidad razonable que habría de verificarse sin ningún sobresalto.

El ejercicio 2025 estuvo marcado por tensión en nuestras relaciones con la Administración, sobresaltos y sinsabores, y muchos de ellos eran evitables: Las horas con precio de mercado igual a cero y negativo fueron el pasado año una constante; con cerca de 800 horas sin precio, hemos desperdiciado un 30% de nuestra producción solar, una situación que no se habría producido si se hubiera armonizado la entrada de generación con la demanda de energía eléctrica al sistema eléctrico, que es la gran asignatura pendiente de los últimos años.

El gran problema no reside en la ausencia de demanda, son muchas las industrias que desean reconvertir su sistema de producción sobre tecnologías fósiles a modelos electrificados, como también son innumerables las empresas que, por ser consumidoras intensivas de energía eléctrica, desean implantarse en nuestros territorios. El problema es que esta demanda

potencial no se convierte en demanda firme porque no tienen acceso a las redes y, con ello, acceso a la oferta abundante que podría nutrir al sistema y que, tristemente, se desperdicia.

Nuestro angustioso día a día de las horas negativas también ha venido acompañado de las noticias que vienen del exterior para recordarnos que los productores españoles vamos a tener peor justicia que los foráneos: semana tras semana se conocía el anuncio de nuevos Laudos del CIADI, órgano de resolución de conflictos del Banco Mundial, en los que, por los mismos cambios retroactivos, obliga a España indemnizar a los inversores extranjeros demandantes de compensación por los mismos recortes retroactivos que soportan nuestros productores nacionales.

Hasta la fecha, son ya 28 las resoluciones conocidas, de las más de 40 demandas acumuladas. España no solo incumplió el marco normativo que captó inversores nacionales y extranjeros, sino que tampoco ha querido acatar los laudos emitidos por el CIADI, lo que ha motivado que la justicia de Estados de varios continentes haya tenido que reclamar el cumplimiento de dichas indemnizaciones, así ha ocurrido ya en Estados Unidos, Australia, Bélgica y Reino Unido, estas sentencias abren la



puerta a los embargos cautelares o definitivos de bienes del Estado si España no hace frente a las indemnizaciones impuestas. Junto con Rusia y Venezuela, nuestro país completa el desprestigio de completar el pódium de Estados incumplidores de Laudos internacionales por incumplir la Carta de la Energía.

Por cuatro votos a favor y tres votos en contra, nuestro Tribunal Supremo validó los drásticos recortes retroactivos que se impuso a los inversores en energías renovables en España en los años 2007/2009, con ajustes de hasta el 50% de las retribuciones que venían garantizadas en un Boletín Oficial del Estado.

En aquellos años se aseguraba que dichas inversiones habían supuesto un incremento notable del precio de la energía eléctrica y que causaban el desbocado déficit de tarifa del sector eléctrico. Ambas afirmaciones eran inciertas y su función no era otra que crear un clima favorable en la opinión pública para justificar el disparatado ajuste que malogró las inversiones de decenas de miles de familias, que no hicieron otra cosa que atender un llamamiento del Estado para combatir el cambio climático por medio de unas inversiones éticas y, supuestamente, garantizadas.



No es aceptable que un Estado sacrifique a sus familias nacionales mientras indemniza a los fondos internacionales. No es comprensible que un Gobierno pida ayuda para descarbonizar el país a sus ciudadanos y una vez realizadas sus inversiones destruya el esquema retributivo que ofreció. No es lógico que se difundiera información incierta sobre el impacto en los precios de nuestras instalaciones; pero que nadie sepa que ahora tenemos energía a precios cero gracias a nuestros desarrollos.


Los fotovoltaicos pioneros ya fuimos capaces de realizar nuestra aportación: hemos legado una tecnología que genera energía renovable, limpia, barata, autóctona e infinita. El proceso de transición energética dispone de una oferta de potencia preparada para satisfacer una demanda de energía que parece que nunca va a llegar y sin esa migración de consumos fósiles a eléctrico-renovables, la descarbonización no se producirá. ■

“Junto con Rusia y Venezuela, nuestro país completa el desprestigio de completar el pódium de Estados incumplidores de Laudos internacionales por incumplir la Carta de la Energía”



A large-scale solar farm with rows of photovoltaic panels under a clear sky. The panels are arranged in neat rows, and the background shows a clear blue sky. The text is overlaid on the top half of the image.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL MUNDIAL

A large, white, stylized number '2' is centered on the page. The background consists of a vast field of solar panels, with a fence visible in the foreground. The panels are arranged in rows and columns, creating a grid pattern. The lighting suggests a bright, sunny day. The number '2' is the primary focus, with a slight shadow effect behind it.

2

CAMBIO CLIMÁTICO, DESCARBONIZACIÓN DE LA ECONOMÍA PARA 2050 Y ACUERDOS INTERNACIONALES

Existe un consenso científico cada vez más firme en torno a que el actual modelo de producción y consumo energético está impulsando un cambio climático de escala global. Este fenómeno, lejos de ser una previsión de futuro, constituye ya una realidad que afecta de manera directa a millones de personas cada año. El aumento sostenido de la temperatura media, el retroceso de glaciares, la elevación del nivel del mar y la creciente frecuencia e intensidad de fenómenos meteorológicos extremos son indicadores claros de que los impactos climáticos están en marcha. Estos efectos tienen consecuencias profundas no solo en los ecosistemas, sino también en la salud, la seguridad y el bienestar de las sociedades humanas, así como en la estabilidad de la economía mundial.

Los datos acumulados durante las últimas décadas ilustran con claridad la magnitud del problema: en el

siglo XX la temperatura media global se incrementó alrededor de 0,6 °C, y desde entonces la tendencia se ha acelerado. El nivel del mar ha aumentado en torno a 10–12 centímetros y las masas de hielo continentales y glaciares han experimentado un retroceso alarmante. Estos cambios están relacionados con sequías prolongadas, dificultades crecientes en el acceso al agua potable, pérdida de cosechas, mayor incidencia de enfermedades y desplazamientos forzados de población. El cambio climático, por tanto, no es solo un desafío ambiental, sino también un problema de justicia social y de desarrollo económico.

Principales hitos internacionales

La comunidad internacional comenzó a dar respuesta a esta crisis en 1992, con la firma de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) durante la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro. Este tratado sentó las bases de la cooperación multilateral en materia climática y, a día de hoy, cuenta con 195 países firmantes. Su objetivo inicial era coordinar esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura y hacer frente a sus impactos.

En 1997 se aprobó el Protocolo de Kioto, que introdujo por primera vez compromisos jurídicamente

vinculantes de reducción de emisiones para los países industrializados. Aunque sus resultados fueron limitados, representó un punto de inflexión en la gobernanza climática. Años más tarde, la adopción del Acuerdo de París en 2015, durante la COP21, supuso un verdadero cambio de escala. Este acuerdo estableció un marco común para que todos los países, independientemente de su nivel de desarrollo, presentaran compromisos de reducción de emisiones y reforzaran sus estrategias de adaptación. Entre sus principales metas destacan la limitación del calentamiento global muy por debajo de 2 °C, con el esfuerzo adicional de no superar 1,5 °C, y el compromiso de alcanzar un equilibrio entre emisiones y absorciones en la segunda mitad del siglo.

El Acuerdo de París también estableció mecanismos de revisión periódica de la ambición climática, fijó la obligación de comunicar los planes nacionales de reducción de emisiones cada cinco años y reconoció la importancia de la financiación climática y la adaptación. Estos elementos se han convertido en referencias clave para la acción internacional y para el diseño de políticas regionales y nacionales, como el Pacto Verde Europeo en la Unión Europea, el Reglamento de Gobernanza de la Energía y la Acción Climática o la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas.

Evolución reciente y nuevos retos

Los últimos años han puesto de relieve la fragilidad de los sistemas socioeconómicos frente a crisis de diversa índole. La pandemia de la COVID-19 en 2020 y 2021 provocó una fuerte contracción de la economía mundial, pérdidas de empleo masivas y retrocesos significativos en los indicadores de pobreza y seguridad alimentaria. En paralelo, la crisis sanitaria evidenció la necesidad de transformar las economías hacia modelos más resilientes, sostenibles y menos dependientes de factores externos.

A esta crisis se sumaron en 2022 las tensiones geopolíticas derivadas de la invasión de Ucrania por parte de Rusia, que generaron una crisis energética sin precedentes en Europa. El encarecimiento del gas natural, la volatilidad de los mercados eléctricos y el incremento de la inflación reforzaron la urgencia de avanzar hacia una transición energética que garantice no solo la sostenibilidad ambiental, sino también la seguridad de suministro y la independencia de los combustibles fósiles importados.

En 2023, la escalada del conflicto entre Israel y Hamás añadió nuevas tensiones en los mercados internacionales, especialmente en lo relativo al petróleo y al gas. Estos acontecimientos subrayaron la necesidad

de acelerar la implantación de fuentes de energía autóctonas, limpias y renovables, así como de reforzar la eficiencia y la electrificación en sectores clave como la movilidad, la industria y la climatización residencial.

La situación en 2024

El año 2024 confirmó que la emergencia climática avanza a un ritmo más rápido de lo esperado. Según la Organización Meteorológica Mundial, se convirtió en el año más cálido jamás registrado, con varios meses consecutivos en los que la temperatura media global superó en más de 1,5 °C los niveles preindustriales. Olas de calor extremo, incendios forestales de gran magnitud, inundaciones repentinas y sequías prolongadas afectaron de forma simultánea a regiones muy distintas, desde Europa y Norteamérica hasta Asia y África. Estos fenómenos han causado pérdidas humanas, económicas y ambientales muy significativas y han puesto en evidencia la urgencia de aumentar la ambición y la velocidad de la acción climática.

En el ámbito político, la COP28 celebrada en Dubái a finales de 2023 representó un hito al acordarse, por primera vez, la necesidad de iniciar una transición ordenada hacia el abandono progresivo de los combustibles fósiles. Aunque la redacción final evitó

una mención explícita a la eliminación total, el acuerdo incluyó compromisos para triplicar la capacidad renovable global instalada y duplicar la tasa de eficiencia energética de aquí a 2030. Asimismo, se dio luz verde al Fondo de Pérdidas y Daños, concebido para compensar a los países más vulnerables frente a los impactos climáticos.

La COP29, celebrada en Bakú en 2024, consolidó y amplió estos compromisos. Entre sus principales resultados destacan:

- La fijación de un calendario más claro para aumentar los compromisos nacionales de reducción de emisiones en la presente década.
- El refuerzo de la financiación climática internacional, con compromisos adicionales de los países desarrollados para superar los 100.000 millones de dólares anuales y con la inclusión de nuevos mecanismos de contribución por parte de economías emergentes.
- La ratificación del objetivo de triplicar la capacidad renovable y duplicar la eficiencia energética en 2030, con planes más detallados de seguimiento y verificación.
- El avance en la definición de criterios comunes para la adaptación y para la transparencia en la rendición de cuentas.

A pesar de estos progresos, persisten diferencias importantes entre países productores y consumidores de hidrocarburos, lo que limita la concreción de una hoja de ruta global para el abandono definitivo de los combustibles fósiles. También sigue abierta la discusión sobre la arquitectura financiera internacional y la forma de garantizar que los recursos lleguen efectivamente a los países y comunidades más vulnerables.

Evolución en 2025

El año 2025 confirmó que las dinámicas observadas en 2024 no eran coyunturales. Los fenómenos climáticos extremos continuaron intensificándose y extendiéndose geográficamente, con episodios de calor récord, incendios forestales de gran magnitud, sequías persistentes y eventos meteorológicos extremos que afectaron de forma simultánea a distintas regiones del planeta. Los principales organismos científicos reiteraron que el ritmo de calentamiento global sigue siendo superior al previsto en los escenarios centrales y que la ventana de oportunidad para limitar el aumento de la temperatura se estrecha de forma acelerada.

En el plano político internacional, la COP30 celebrada en Belém (Brasil) en noviembre de 2025 no supuso un

cambio radical respecto al marco acordado en cumbres anteriores, pero sí consolidó algunas líneas que ya venían marcando la agenda climática. La cumbre reforzó el mensaje de que la transición energética es irreversible y que el despliegue de energías renovables, la electrificación de la demanda y el desarrollo del almacenamiento constituyen pilares esenciales para cumplir los objetivos climáticos. No obstante, volvió a ponerse de manifiesto la dificultad de traducir estos consensos generales en compromisos jurídicamente vinculantes y homogéneos entre países con realidades económicas y energéticas muy distintas.

Uno de los aspectos más relevantes de la COP30 fue la confirmación de que el foco se desplaza progresivamente desde la definición de objetivos globales hacia la implementación efectiva de las políticas ya acordadas. En este sentido, se avanzó en el seguimiento de los compromisos de triplicar la capacidad renovable y duplicar la eficiencia energética de aquí a 2030, así como en la mejora de los mecanismos de financiación climática. Sin embargo, persistieron las divergencias en torno al calendario y la profundidad del abandono de los combustibles fósiles, así como sobre la arquitectura financiera necesaria para apoyar a los países más vulnerables frente a los impactos del cambio climático.

Desde una perspectiva más amplia, 2025 dejó claro que la transición energética avanza en un contexto cada vez más complejo, en el que conviven la urgencia climática, la necesidad de garantizar la seguridad de suministro y las tensiones económicas y geopolíticas. Este escenario está obligando a muchos países a compatibilizar el despliegue acelerado de renovables con medidas de refuerzo de redes, almacenamiento y flexibilidad del sistema, sin las cuales los beneficios climáticos y económicos de la transición se ven parcialmente erosionados.

Expectativas para 2026

De cara a 2026, no se esperan grandes giros en los compromisos internacionales ya adoptados, pero sí una mayor presión para su materialización efectiva a escala nacional y regional. En el ámbito europeo, todo apunta a que continuará el desarrollo normativo orientado a integrar de forma ordenada un volumen creciente de generación renovable, reforzar la resiliencia de los sistemas eléctricos y acelerar la electrificación de sectores clave. Al mismo tiempo, seguirá abierta la discusión sobre cómo repartir de forma equilibrada los costes y beneficios de la transición, especialmente en un contexto de mercados energéticos volátiles

y de creciente sensibilidad social frente al impacto económico de las políticas climáticas.

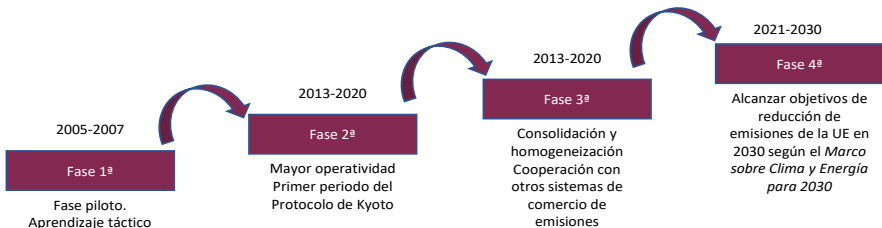
En este marco, 2026 se perfila más como un año de consolidación y ajuste que de grandes anuncios, en el que el reto principal no será tanto fijar nuevos objetivos climáticos, sino asegurar que los ya existentes se traduzcan en resultados tangibles, estables y socialmente asumibles. ■



DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

El Sistema de Comercio de Emisiones (EU ETS), en vigor desde el 1 de enero de 2005 mediante la Directiva 2003/87/CE, exige que ciertas instalaciones industriales, plantas eléctricas y aerolíneas respeten un límite anual de emisiones de CO₂. Si lo exceden, deben comprar derechos adicionales en un mercado donde estos créditos son transferibles, incentivando la reducción de emisiones mediante eficiencia o compra de permisos. El sistema se instrumentó en forma de fases de implementación, siendo estas las que se describen a continuación:

Fases del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión



Fuente: European Commission

En 2008, la reducción en asignaciones elevó el precio del CO₂ a unos 22 €/t. Sin embargo, la crisis financiera los provocó un exceso de permisos y una caída prolongada hasta 2015. Durante este periodo se hicieron ajustes técnicos —como cambios en límites, inclusión de nuevos gases y sectores, y la introducción de subastas— pero los precios siguieron deprimidos hasta la retirada temporal de 900 millones de permisos en 2015, que inició tímidamente cierta recuperación. Desde 2016, los precios sufrieron otra caída debido al abaratamiento del gas natural, el menor precio de la electricidad y la ralentización económica, aunque empezaron a retomarse a finales de 2017. La revisión normativa de 2018 fortaleció el sistema, y para 2019 los derechos se encarecieron con la reducción anual de asignaciones gratuitas. Durante la cuarta fase, en 2021 el precio del CO₂ alcanzó unos 33,4 €/t en enero, cerrando el año en una media de 53,55 €/t y alcanzando picos superiores a 79,72 €/t.

Durante los años 2022 y 2023, el precio del CO₂ estuvo marcado por una fuerte volatilidad y una clara tendencia al alza. En 2022, el mercado experimentó importantes oscilaciones causadas por la incertidumbre geopolítica derivada de la invasión de Ucrania. Tras alcanzar máximos por encima de 90 €/t

en enero, los precios cayeron más de un 23 % en febrero debido a la necesidad de liquidez de los inversores, la previsión de una contracción económica y el efecto de pánico en los mercados. Sin embargo, tras esta corrección, el mercado se recuperó rápidamente y cerró el año con un precio medio anual de 80,87 €/t, lo que supuso un incremento del 50 % respecto al promedio de 2021.

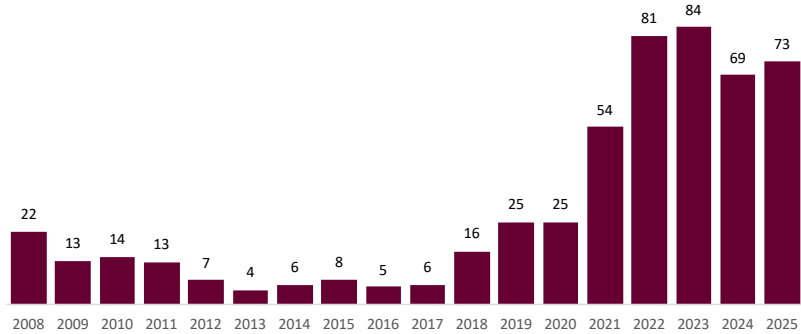
En 2023, el contexto energético europeo siguió muy condicionado por la crisis del gas natural, lo que incentivó el uso del carbón para la generación eléctrica. Este cambio aumentó las emisiones y, en consecuencia, la demanda de derechos de emisión, elevando el precio medio del CO₂ hasta los 83 €/t. A esto se sumaron las crecientes restricciones del sistema, como la reducción progresiva de derechos gratuitos y los objetivos más estrictos de descarbonización, lo que consolidó una tendencia de encarecimiento estructural del mercado.

En 2024, el mercado experimentó un cambio de tendencia. El precio medio anual de los derechos de emisión se situó por debajo de los 70 €/t, a pesar de la ampliación del ámbito del EU ETS para incluir el transporte marítimo y determinados vuelos desde regiones ultraperiféricas. Este comportamiento

se explicó, principalmente, por un aumento muy significativo de la generación renovable y nuclear, que redujo la necesidad de generación fósil y, por tanto, la demanda de permisos. En este contexto, las emisiones verificadas del conjunto del sistema descendieron un 5,5 % respecto a 2023, con una reducción especialmente acusada en el sector eléctrico, -10 %, mientras que la industria registró un ligero incremento cercano al 1 %.

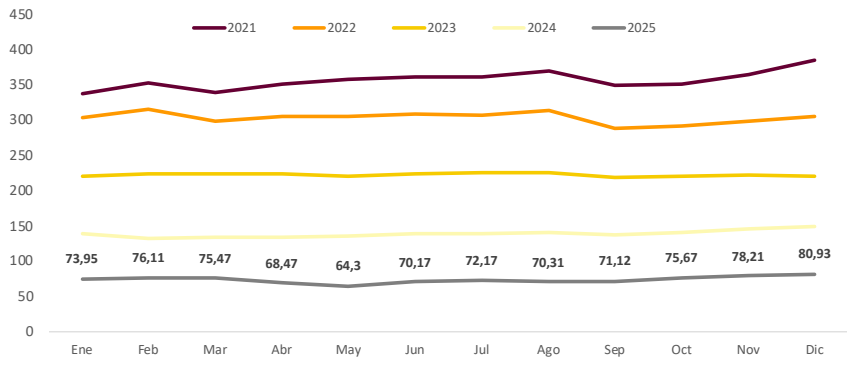
En 2025, el mercado volvió a mostrar una evolución más tensionada. Según los datos disponibles, el precio medio anual del CO₂ se situó en torno a 73 €/t, con una elevada volatilidad interanual. Tal y como se aprecia en los gráficos siguientes en la cotización media mensual, el ejercicio estuvo marcado por un comportamiento irregular, condicionado por la evolución de la demanda industrial, la elevada penetración renovable en determinados periodos y las expectativas regulatorias ligadas a la eliminación progresiva de asignaciones gratuitas. A pesar de esta volatilidad, el nivel medio de precios se mantuvo claramente por encima de los valores previos a 2022, confirmando que el mercado ha entrado en un rango estructuralmente más alto que en la década anterior.

Evolución de los precios del CO₂: 2008-2025 (€/TCO₂)



Fuente: Sendeco2

Evolución mensual de los precios del CO₂: 2021-2025 (€/TCO₂)



Fuente: Sendeco2

De cara a 2026 y los años siguientes, las previsiones disponibles apuntan a un escenario de precios del CO₂ estructuralmente elevados, con valores medios que previsiblemente se moverán en rangos similares o superiores a los de 2025. Fuentes sectoriales y analistas especializados coinciden en señalar que la progresiva eliminación de asignaciones gratuitas, el endurecimiento del factor de reducción lineal y la ampliación del ámbito del EU ETS seguirán ejerciendo presión al alza sobre el mercado.

A ello se suma la plena implementación del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM), concebido para evitar la fuga de carbono y garantizar que los productos importados estén sujetos a exigencias climáticas equivalentes a las de la producción europea. Este mecanismo refuerza la señal de precio del carbono en sectores intensivos en emisiones y consolida el papel del EU ETS como instrumento central de la política climática europea. ■

DATOS MACROECONÓMICOS MUNDIALES. POTENCIA TOTAL INSTALADA

La potencia instalada en todo el mundo en equipos y centrales de energía fotovoltaica creció un 32% en 2024 respecto al año anterior. Cabe destacar que desde el año 2022 la potencia mundial instalada crece en entornos de entre el 30% y 33%, consolidándose como la tecnología de mayor crecimiento mundial.

En lo que a 2024 respecta, la potencia global acumulada se elevó por encima de los 1.865 GW, con 452 GW instalados, rompiendo el récord histórico de 353 GW puestos en marcha en 2023. En este sentido, y en lo que respecta a crecimiento a nivel país, cabe destacar que, nuevamente China ha liderado dicho crecimiento, seguido de Estados Unidos y Alemania, que, año tras año, prosigue su apuesta por la tecnología fotovoltaica.

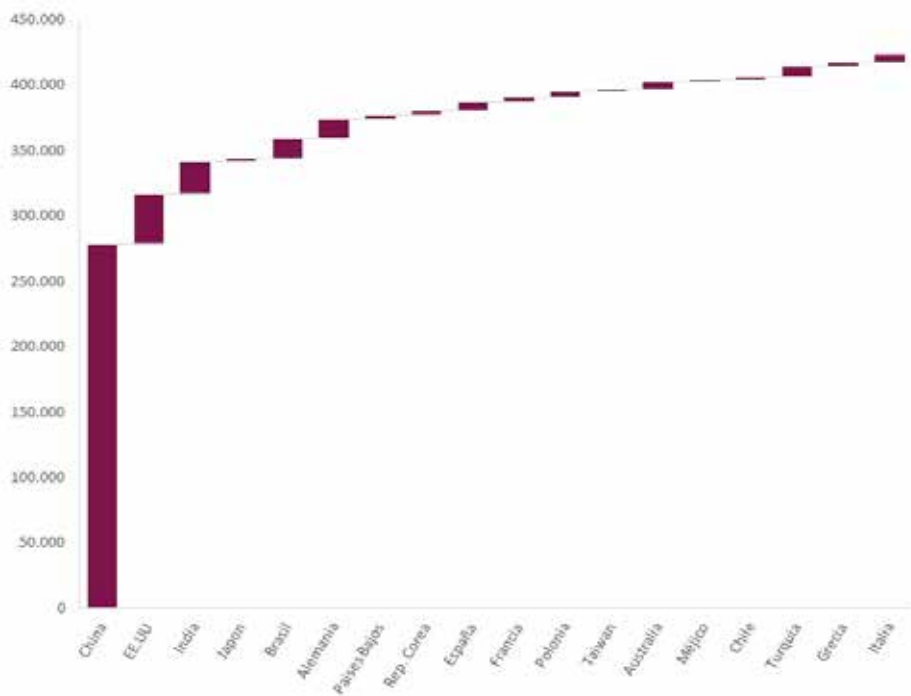
El caso chino es paradigmático, solo en los últimos 4 años, ha instalado más de 226 GW de potencia. Para poner en contexto esta cifra baste destacar que esta cantidad es superior a la potencia instalada por todos los países europeos entre 2019 y 2024. De forma acumulada, China tiene una potencia de 888GW, lo que equivale a, aproximadamente el 48% de la

potencia fotovoltaica global. Los gráficos adjuntos muestran tanto la potencia anual instalada, como la agregada y el crecimiento relativo de los principales productores de energía fotovoltaica a nivel mundial.

País	MW
China	278.009
EE.UU	38.265
India	24.525
Japon	2.533
Brasil	15.173
Alemania	15.061
Paises Bajos	2.773
Rep. Corea	3.152
España	7.052
Francia	4.129
Polonia	3.771
Taiwan	1.863
Australia	5.190
México	1.802
Chile	2.169
Turquia	8.590
Grecia	2.580
Italia	6.657

Potencia instalada en los principales mercados 2024 (MW)

Potencia instalada en los principales mercados 2024 (MW)

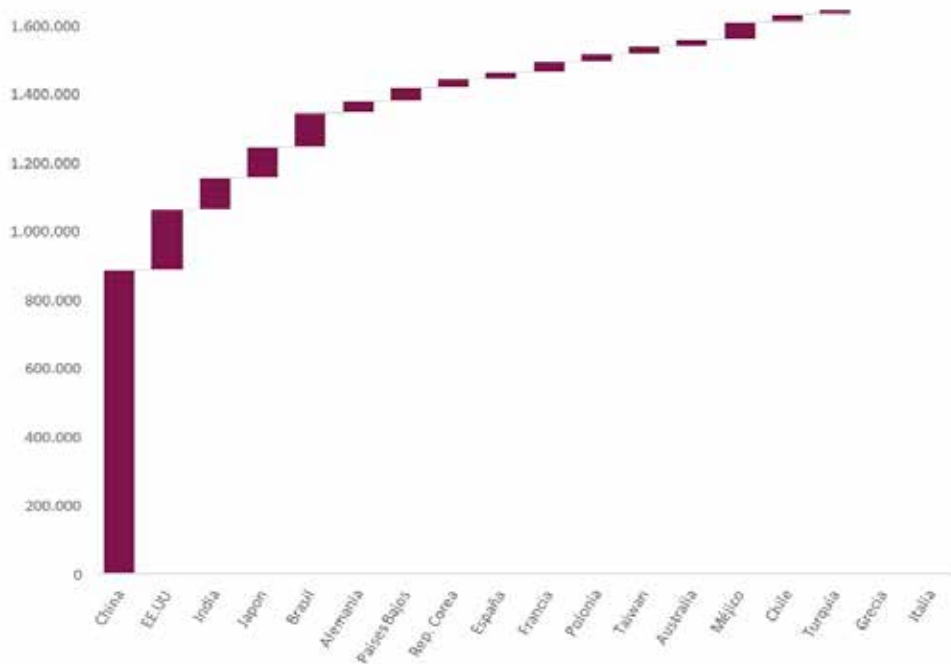


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada de datos de REE.

Nota. La potencia en España está expresada en MWn, el resto de países en MWp

Potencia acumulada en los principales mercados 2024 (MW) y variación Vs año anterior

Pais	MW	Var.
China	887.930	46%
EEUU	177.470	27%
Japón	91.610	8%
Alemania	89.943	47%
India	97.384	54%
Italia	36.013	47%
Australia	38.472	33%
Corea	26.645	30%
Vietnam	18.667	12%
España	32.603	65%
Francia	21.528	46%
Países Bajos	24.048	39%
Gran Bretaña	17.603	18%
Brasil	53.113	109%
Turquía	19.883	111%
Taiwán	14.281	47%

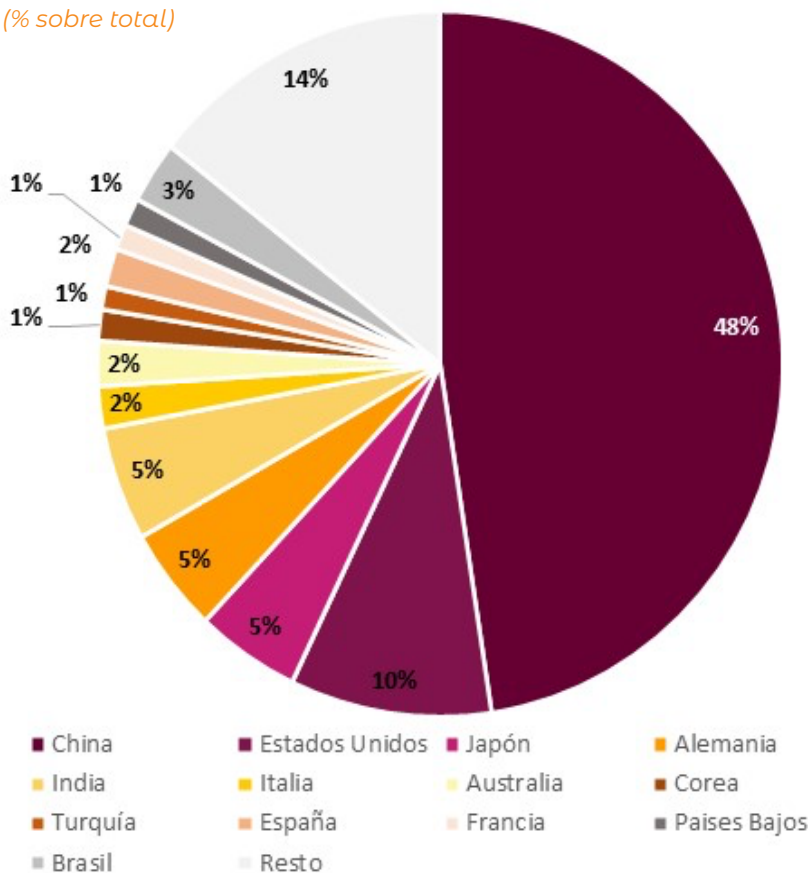


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada de datos de REE. Nota. La potencia en España está expresada en MWn, el resto de los países en MWp

En términos generales, la distribución de la capacidad fotovoltaica mundial acumulada sigue siendo desigual entre los cinco continentes. Europa se distingue por la presencia de numerosos mercados pequeños y medianos distribuidos en todo su territorio, consolidándose en conjunto como un mercado fotovoltaico significativo. Por otro lado, Asia, con

China como se comentaba anteriormente a la cabeza, continúa dominando el mercado fotovoltaico global.

Distribución de la potencia acumulada a nivel mundial (% sobre total)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada de datos de REE. Nota. La potencia en España está expresada en MWn, el resto de los países en MWp

Potencia acumulada por regiones (MW)

Zona	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Africa	1.738	2.114	3.301	5.023	7.922	9.279	10.644	11.570	12.614	13.516	15.378
Asia	60.687	90.373	140.191	211.525	275.775	331.242	412.167	488.873	60.165	841.410	1.156.391
Centroamérica	343	990	1.198	1.559	1.942	2.533	2.815	3.535	3.940	4.825	5.376
Eurasia	48	618	1.293	3.991	5.945	7.478	8.533	10.018	11.869	14.234	23.349
Europa	91.092	98.473	104.798	110.635	119.562	139.727	159.761	186.715	222.699	279.601	338.376
Oriente Medio	819	1.154	1.621	2.250	3.535	6.076	8.107	10.261	14.213	19.852	23.050
Norte América	19.668	27.049	39.098	48.261	58.476	71.841	87.978	109.579	129.516	156.000	195.568
Oceanía	5.036	5.174	6.062	7.470	11.424	15.825	20.201	24.929	29.603	34.126	39.548
Sudamérica	464	932	1.605	3.599	5.709	8.652	13.433	21.350	34.785	49.984	68.455
Total	179.895	226.877	299.167	394.313	490.290	592.653	723.639	866.830	519.404	1.413.548	1.865.491

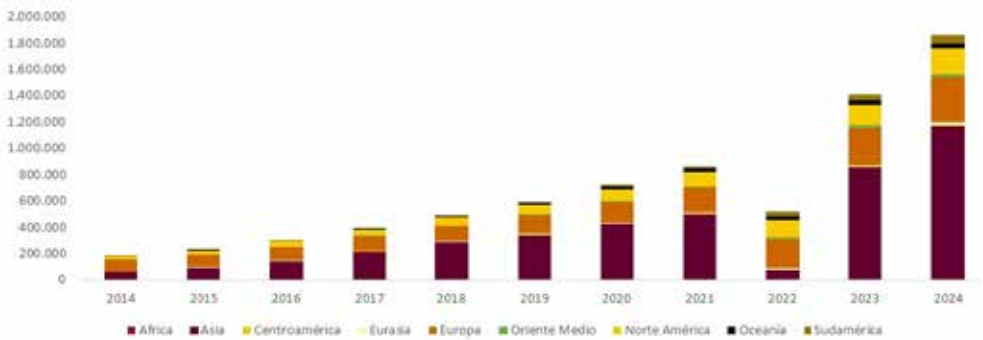
Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual por regiones (MW)

Zona	≤2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Africa	1.738	376	1.187	1.722	2.899	1.357	1.365	926	1.044	902	1.862
Asia	60.687	29.686	49.818	71.334	64.250	55.467	80.925	76.706	-428.708	781.245	314.981
Centroamérica	343	647	208	361	383	591	282	720	405	885	551
Eurasia	48	570	675	2.698	1.954	1.533	1.055	1.485	1.851	2.365	9.115
Europa	91.092	7.381	6.325	5.837	8.927	20.165	20.034	26.954	35.984	56.902	58.775
Oriente Medio	819	335	467	629	1.285	2.541	2.031	2.154	3.952	5.639	3.198
Norte América	19.668	7.381	12.049	9.163	10.215	13.365	16.137	21.601	19.937	26.484	39.568
Oceanía	5.036	138	888	1.408	3.954	4.401	4.376	4.728	4.674	4.523	5.422
Sudamérica	464	468	673	1.994	2.110	2.943	4.781	7.917	13.435	15.199	18.471
Total	179.895	46.982	72.290	95.146	95.977	102.363	130.986	143.191	(347.426)	894.144	451.943

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

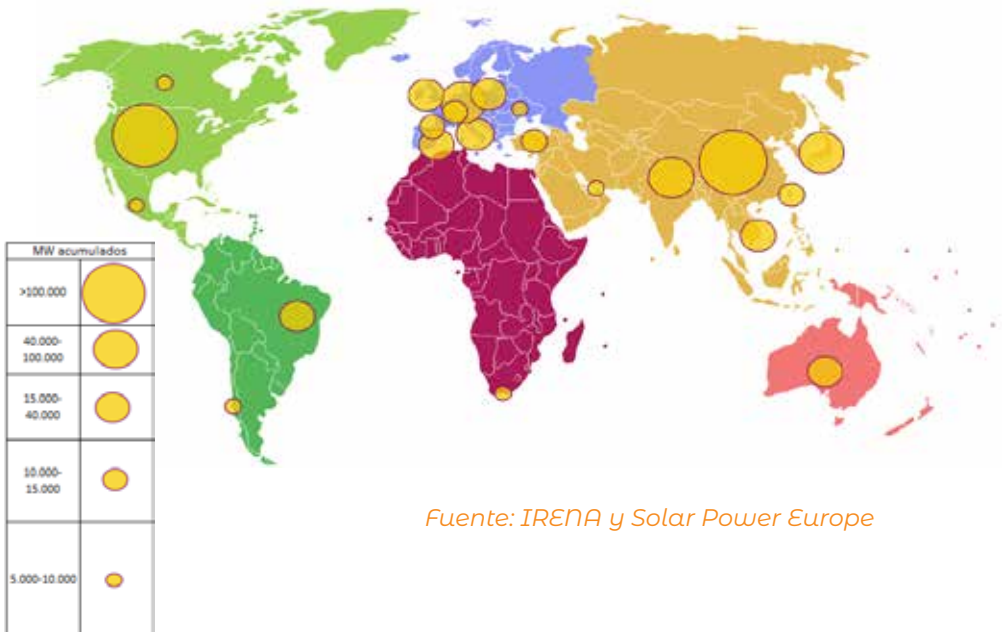
Evolución de la potencia mundial por regiones (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Finalmente, resulta interesante evaluar cómo se distribuye la potencia a nivel país de una forma visual.

Distribución de la potencia fotovoltaica por países (MW)



Fuente: IRENA y Solar Power Europe

La potencia total instalada en 2025 (estimación y previsiones)

A la fecha de elaboración de este informe no se dispone todavía de datos definitivos consolidados sobre la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial durante el ejercicio 2025. No obstante, las principales fuentes sectoriales -asociaciones, prensa especializada y consultoras- coinciden en señalar que el crecimiento global se habría mantenido en niveles elevados, aunque previsiblemente algo más contenidos que el máximo histórico registrado en 2024.

Así, las estimaciones más habituales sitúan la nueva potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial en 2025 en un rango comprendido entre 420 y 480 GW, lo que permitiría alcanzar una potencia acumulada global superior a 2,3 TW a finales de año. Este crecimiento consolidaría a la fotovoltaica como la tecnología con mayor aportación neta de nueva capacidad eléctrica a nivel mundial.

Desde una perspectiva regional, la información disponible apunta las siguientes perspectivas:

Asia continuaría siendo, con diferencia, la región dominante. Aunque no existen todavía cifras definitivas desagregadas por países, las previsiones sitúan la nueva potencia instalada en Asia en el entorno de 240–280 GW durante 2025. China seguiría concentrando la mayor parte de este crecimiento, con estimaciones que oscilan entre 230 y 260 GW, impulsadas tanto por grandes

plantas “utility-scale” como por autoconsumo industrial y residencial. En el resto de Asia, países como India, Japón, Corea del Sur y Vietnam mantendrían crecimientos positivos, aunque más moderados y condicionados por la evolución de sus marcos regulatorios y de red.

Europa habría instalado del orden de 65–75 GW adicionales en 2025, manteniendo una senda de crecimiento elevada pero más estabilizada que en ejercicios anteriores. Alemania, España, Italia y Francia seguirían liderando las nuevas incorporaciones, mientras que los mercados de Europa Central y del Este continuarían ganando peso relativo. En términos generales, el crecimiento europeo estaría cada vez más condicionado por la integración en red y la coexistencia con almacenamiento.



Norteamérica, fundamentalmente Estados Unidos, habría registrado una nueva potencia instalada en el entorno de 45-55 GW. El mercado estadounidense seguiría mostrando una elevada actividad en proyectos a gran escala, con una presencia creciente de instalaciones híbridas con almacenamiento.

Sudamérica mantendría una trayectoria claramente expansiva, aunque no existen todavía datos consolidados ni previsiones homogéneas para el conjunto de la región. Las estimaciones disponibles apuntan a un incremento agregado en el entorno de 15-20 GW durante 2025, con Brasil y Chile como principales motores, seguidos por Colombia y Perú. Aun así, el crecimiento regional seguiría siendo desigual y muy dependiente de la estabilidad regulatoria y de la capacidad de las redes eléctricas.



En Centroamérica, la información disponible es todavía más limitada. No se dispone de previsiones regionales consolidadas para 2025, aunque todo apunta a crecimientos moderados, apoyados en proyectos puntuales y en el avance progresivo de marcos regulatorios favorables en países como Panamá, Costa Rica y República Dominicana. En términos absolutos, la contribución de la región al total mundial seguiría siendo reducida.

En Oriente Medio, las previsiones apuntan igualmente a crecimientos moderados, sin datos definitivos cerrados a escala regional. Países como Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y Jordania continuarían desarrollando grandes proyectos solares, si bien el ritmo de nuevas instalaciones en 2025 estaría condicionado por la planificación a medio plazo y por la priorización de proyectos estratégicos de gran tamaño.

En conjunto, y a falta de cifras definitivas, las previsiones de cierre para 2025 refuerzan la idea de que el crecimiento de la potencia fotovoltaica mundial sigue siendo estructural, aunque cada vez más heterogéneo por regiones. En este escenario, la evolución futura estará crecientemente condicionada por factores distintos al mero coste de la tecnología, como la disponibilidad de red, el despliegue de almacenamiento, la capacidad de absorción de la demanda y la estabilidad de los marcos regulatorios nacionales. ■

PRINCIPALES MERCADOS FOTOVOLTAICOS INTERNACIONALES FUERA DEL CONTEXTO EUROPEO

El mercado fotovoltaico mundial sigue en absoluto auge y la instalación de paneles se extiende por todos los continentes. De forma gráfica, en este capítulo se muestra la evolución anual de cada región, según datos de IRENA facilitados a 2024.

Respecto de la evolución de 2025, como se ha comentado en el apartado “Datos macroeconómicos mundiales. Potencia total instalada” las expectativas globales sitúan la nueva potencia instalada en el entorno de 420 y 480 GW de los que 355-405GW se corresponderían con la potencia instalada en países terceros a Europa.

En este sentido, y con datos hasta 2024, únicamente se exponen, para cada región los mercados locales más interesantes, entendiendo estos como aquellos que tienen una potencia acumulada superior a 50MW.

Potencia instalada anual y acumulada África (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada (MW)				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Sudáfrica	5.994	6.316	6.326	6.165	6.671	1.086	322	10	-161	506
Egipto	1.643	1.663	1.725	1.856	2.590	-4	20	62	131	734
Argelia	367	367	451	462	462	0	0	84	11	0
Senegal	161	228	231	231	273	1	67	3	0	42
Reunión	208	225	234	239	239	9	17	9	5	0
Marruecos	774	854	854	934	934	40	80	0	80	0
Namibia	145	145	170	163	163	1	0	25	-7	0
Kenia	146	217	318	369	369	20	71	101	51	0
Zambia	96	97	98	134	196	1	1	1	36	62
Tunez	95	95	197	506	773	15	0	102	309	267
Mauricio	109	112	110	125	139	9	3	-2	15	14
Gana	108	165	169	188	188	25	57	4	19	0
Mauritania	88	88	89	123	157	0	0	1	34	34
Uganda	78	80	85	85	85	10	2	5	0	0
Malawi	6	66	108	109	109	2	60	42	1	0
Togo	11	64	66	67	67	4	53	2	1	0
Mali	62	93	97	97	137	51	31	4	0	40

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Asia (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
China	253.864	306.973	393.032	609.921	887.930	48.893	53.109	86.059	216.889	278.009
Japón	71.868	78.413	85.066	89.077	91.610	8.676	6.545	6.653	4.011	2.533
India	39.705	49.950	63.390	72.859	97.384	4.455	10.245	13.440	9.469	24.525
Corea	14.756	17.905	20.525	23.493	26.645	3.909	3.149	2.620	2.968	3.152
Vietnam	16.661	16.661	16.698	18.588	18.667	11.667	0	37	1.890	79
Taiwan	5.817	7.700	9.724	12.418	14.281	1.668	1.883	2.024	2.694	1.863
Tailandia	2.985	3.066	3.186	3.300	3.384	-3	81	120	114	84
Kazajistan	1.719	1.949	1.146	1.306	1.196	569	230	-803	160	-110
Malasia	1.483	1.787	2.131	2.146	2.306	654	304	344	15	160
I. Filipinas	1.089	1.413	1.667	1.802	2.971	80	324	254	135	1.169
Paquistán	855	1.078	1.244	1.243	1.395	99	223	166	-1	152
Singapur	331	482	628	919	1.157	59	151	146	291	238
Camboya	207	427	454	487	878	110	220	27	33	391
Sri Lanka	222	426	706	959	1.450	16	204	280	252	491
Bangladesh	343	506	523	746	846	63	163	17	223	100
Indonesia	166	221	306	630	815	8	55	85	324	185
Mongolia	103	103	103	108	143	5	0	0	5	35
Nepal	64	90	111		117	9	26	21	6	58

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Centroamérica y Caribe (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Honduras	525	529	529	529	554	7	4	0	0	25
Puerto Rico	381	488	639	955	963	44	107	151	316	8
El Salvador	479	543	571	647	648	69	64	28	76	1
Rep. Dom	386	584	735	1.077	1.423	51	198	151	342	346
Panamá	235	498	529	646	743	10	263	31	117	97
Cuba	214	246	267	280	292	62	32	21	13	12
Guatemala	94	94	97	102	102	1	0	3	5	0
Jamaica	107	108	110	113	117	0	1	2	3	4
Guadalupe	88	90	93	95	95	5	2	3	2	0
Martinica	77	82	82	88	92	1	5	0	6	4
Costa Rica	56	73	73	73	73	9	17	0	0	0
Barbados	49	64	69	69	69	16	15	5	0	0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Eurasia (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Turquía	6.668	7.817	9.426	11.293	19.883	672	1.149	1.609	1.867	8.590
Rusia	1.774	1.988	2.148	2.193	2.554	349	214	160	45	361
Armenia	51	146	235	402	485	30	95	89	167	83
Uzbekistan	4	4	204	475	2.275	0	0	200	271	1.800
Azerbaijan	35	48	51	282	293	2	13	3	231	11

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Oriente Medio (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
UAE	2.333	3.002	3.596	5.942	6.011	398	669	594	2.346	69
Israel	2.652	3.591	4.632	5.516	5.605	514	939	1.041	884	89
Jordania	1.359	1.518	1.912	1.990	2.077	258	159	394	78	87
Iran	430	456	539	595	782	84	26	83	56	187
Arabia	409	439	440	2.585	4.340	300	30	1	2.145	1.755
Yemen	258	258	264	290	410	4	0	6	26	120
Iraq	37	37	42	42	42	0	0	5	0	0
Oman	129	155	655	672	672	103	26	500	17	0
Palestina	117	178	192	192	197	35	61	14	0	5
Libano	90	190	875	1.005	1.005	14	100	685	130	0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Norteamérica (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Canadá	4.379	5.261	5.439	5.884	6.105	372	882	178	445	221
México	7.158	8.927	9.356	10.190	11.992	911	1.769	429	834	1.802
EEUU	76.441	95.391	114.361	139.205	177.470	14.854	18.950	18.970	24.844	38.265

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Oceanía (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Caledonia	125	176	211	215	215	21	51	35	4	0
N. Zelanda	145	192	260	363	570	30	47	68	103	207
Australia	19.772	24.396	28.887	33.282	38.472	4.319	4.624	4.491	4.395	5.190

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Potencia instalada anual y acumulada Sudamérica (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Guyana F.	55	55	55	55	55	55	0	0	0	0
Bolivia	121	171	172	173	177	50	50	1	1	4
Colombia	83	181	480	716	1.392	60	98	299	236	676
Uruguay	258	266	280	301	330	4	8	14	21	29
Perú	335	332	332	447	528	0	-3	0	115	81
Argentina	768	1.077	1.113	1.405	1.741	322	309	36	292	336
Chile	3.288	4.712	6.902	8.885	11.054	568	1.424	2.190	1.983	2.169
Brasil	8.482	14.511	25.399	37.940	53.113	3.776	6.029	10.888	12.541	15.173

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA

Nota: En ciertos casos se puede observar como la potencia instalada de un año respecto del anterior disminuye. Esto se debe a la actualización continua de datos por parte de IRENA y la información obtenida de forma anual para los distintos países, la cual puede ser objeto de correcciones. ■



Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica



ASISTENCIA
JURÍDICA

ASISTENCIA
TÉCNICA

ACTOS, JORNADAS
Y FORMACIONES

ASISTENCIA
FISCAL

ATENCIÓN
AL SOCIO

INFORMACIÓN
SECTORIAL

RED DE PROVEEDORES
RECOMENDADOS CON SERVICIOS Y
DESCUENTOS CONCERTADOS

SOMOS LA GENERACIÓN SOCIAL

Agustín de Betancourt, 17 - 8ª - 28003 Madrid
T. 91 133 68 77 - info@anpier.org



Anpier



@anpier_Asoc



YouTube Canal Anpier



www.anpier.org

A photograph of a solar farm with rows of photovoltaic panels in a green field. The sky is blue with white clouds, and the sun is visible in the upper right corner, creating a lens flare effect. The text is overlaid on the image in a large, white, bold, sans-serif font.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL EUROPEO



DIRECTIVAS EUROPEAS

La Unión Europea fomenta activamente la evolución hacia una sociedad con bajas emisiones de carbono, desarrollando las bases normativas para facilitar las inversiones públicas y privadas que requiere la transición energética. Así, el núcleo de la política energética europea está constituido por una serie de medidas destinadas a lograr un mercado de la energía integrado, la seguridad del suministro energético y la sostenibilidad del sector energético.

De conformidad con la Unión de la Energía, los cinco objetivos principales de la política energética de la Unión son:

- Diversificar las fuentes de energía europeas y garantizar la seguridad;
- Garantizar el funcionamiento de un mercado interior de la energía plenamente integrado, propiciando el libre flujo de energía a través de la Unión;
- Mejorar la eficiencia energética y reducir la dependencia de las importaciones de energía, reducir las emisiones e impulsar el empleo y el crecimiento;
- Descarbonizar la economía y avanzar hacia una economía hipocarbónica;

- Promover la investigación en tecnologías de energías limpias y con bajas emisiones de carbono.

Con la vista puesta en estas cinco metas, 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 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los niveles de 1990;
2. alcanzar un 40% de energías renovables en consumo bruto de energía final; y
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, 2050, de reducciones de gases de efecto invernadero.

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. Poco después, en mayo de 2019, la UE concluye una revisión del marco normativo de su política energética, aprobando los cuatro expedientes legislativos restantes del paquete “Clean energy for all Europeans”, que se unen a las directivas de eficiencia energética en edificios, de eficiencia energética (en otros ámbitos), de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables y al reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, ya aprobadas. Así pues, los últimos expedientes aprobados son:

- Reglamento y una Directiva sobre la electricidad.
- Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad.
- Revisión del papel y del funcionamiento de la ACER (Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía).

En este sentido, el nuevo marco regulador de la electricidad de la UE tiene como finalidad una mayor flexibilidad y competitividad. Además, otorga más derechos a los consumidores y facilita su participación en el mercado como agentes activos.

Por su parte, se crea un nuevo marco para la preparación ante posibles crisis eléctricas regionales y nacionales, previendo un aumento de la cooperación y de

la prestación de asistencia entre los Estados miembros.

A finales de ese mismo año 2019, la Comisión puso en marcha el Pacto Verde Europeo, cuyo objetivo último es alcanzar la neutralidad climática de aquí a 2050, a través de iniciativas que abarcan distintos ámbitos como el clima, el medio ambiente, la energía, el transporte, la industria, la agricultura y las finanzas.

Las ambiciones del Pacto Verde se traducen al nivel legislativo en el “Objetivo 55”, un paquete de iniciativas legislativas para adaptar la legislación de la Unión Europea a los objetivos climáticos marcados por la misma, que han sido revisados al alza y que culminarían con la reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero de al menos un 55% respecto a los valores de 1990 para 2030.

Este paquete engloba propuestas de legislación en los siguientes ámbitos:

- (i) el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE;
- (ii) el Reglamento de reparto del esfuerzo;
- (iii) el uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS);
- (iv) la infraestructura para combustibles alternativos;
- (v) el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono;
- (vi) el Fondo Social para el Clima;

- (vii) las iniciativas «ReFuelEU Aviation» y «FuelEU Maritime»;
- (viii) las normas sobre emisiones de CO₂ para turismos y furgonetas;
- (ix) la fiscalidad de la energía;
- (x) las energías renovables;
- (xi) la eficiencia energética;
- (xii) la eficiencia energética de los edificios.

Ámbitos de actuación para la consecución del “Objetivo 55”



En concreto, en el ámbito de las renovables, se propone la revisión de la Directiva sobre Fuentes de Energía Renovables, para elevar hasta el 40% el objetivo de presencia de energías renovables en el mix energético global. Asimismo, se propone la introducción de subobjetivos sectoriales y medidas intersectoriales, atendiendo especialmente a sectores como el transporte, la construcción o la industria, en los que la integración de renovables ha experimentado un avance más contenido.

Así, teniendo en cuenta que el sector energético representa actualmente el 75% del total de emisiones de la UE, estos nuevos objetivos en el área de la energía son considerados claves para lograr la meta de reducción de emisiones establecida.

Plan REPowerEU

A lo largo de 2022 la Comisión Europea ha llevado a cabo el plan REPowerEU para “poner fin a la dependencia de la Unión Europea respecto a los combustibles fósiles rusos” y combatir el cambio climático. Los objetivos más importantes del plan son: ahorrar energía, reducir el consumo de combustibles fósiles en la industria y el transporte, diversificar los suministros y acelerar el despliegue de energías renovables. Para acelerar el despliegue de energías renovables se pretenden implementar las siguientes medidas:

- Una estrategia solar específica para duplicar la capacidad solar fotovoltaica para 2025 e instalar 600 GW para 2030.
- Una iniciativa sobre cubiertas solares con una obligación legal progresiva de instalar paneles solares en los nuevos edificios públicos, comerciales y residenciales.
- Duplicación del ritmo de implantación de las bombas de calor y medidas para integrar la energía geotérmica y solar térmica en los sistemas de calefacción.
- Acelerar los permisos de los grandes proyectos de energías renovables, y una modificación específica de la Directiva sobre energías renovables para reconocerlas como de interés público. Los Estados miembros deberían establecer zonas específicas para las energías renovables, con procesos de autorización más cortos y simplificados en zonas con menores riesgos medioambientales.
- Establecer un objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno renovable y 10 millones de toneladas de importaciones para 2030.
- Un plan de acción para el campo del biometano, herramientas e incentivos financieros para

augmentar la producción hasta 35.000 millones de metros cúbicos para 2030, incluso a través de la Política Agrícola Común.

Para alcanzar los más de 320 GW de energía solar instalada para 2025 y casi 600 GW para 2030, la UE pretende imponer las siguientes medidas en sus Estados miembros:

- Limitar la duración de los permisos para las instalaciones solares en tejados, incluidas las grandes, a un máximo de 3 meses.
- Adoptar disposiciones para garantizar que todos los edificios nuevos estén «preparados para la energía solar».
- Hacer obligatoria la instalación de energía solar en los tejados para: (i) Todos los edificios públicos y comerciales nuevos con una superficie útil superior a 250 m² para 2026; (ii) todos los edificios públicos y comerciales existentes con una superficie útil superior a 250 m² antes de 2027; (iii) Todos los edificios residenciales nuevos para 2029.
- Garantizar que su legislación se aplique plenamente en todos los Estados miembros, permitiendo a los consumidores de edificios de varios pisos puedan ejercer efectivamente su derecho al autoconsumo colectivo, sin costes indebidos.

Dichos objetivos volvieron a modificarse en 2023, con la aprobación en el mes de octubre, por el Consejo de la Unión Europea de una nueva Directiva sobre energías renovables, la Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, que aumenta la cuota de energías renovables en el consumo total de energía de la UE hasta el 42,5% de aquí a 2030, con un complemento indicativo adicional del 2,5% que permitirá alcanzar el objetivo del 45%. Asimismo, la nueva Directiva establece que la industria deberá aumentar el uso de energía renovable anualmente en un 1,6%.

Otro aspecto a destacar es la agilización de los procedimientos de concesión de permisos para proyectos de energías renovables, a cuyo efecto se establece que los Estados miembros designarán zonas de aceleración de las energías renovables en las que se simplificarán y agilizarán los procesos de concesión de permisos de estas energías. También se presumirá que la implantación de energías renovables es de 'interés público prioritario', lo que limitará los motivos para plantear objeciones jurídicas a las nuevas instalaciones.

La nueva directiva también hace mucha incidencia en la eficiencia, fijando un objetivo indicativo de al

menos un porcentaje del 49% de energía renovables para los edificios en 2030, y además los objetivos en materia de energías renovables para la calefacción y la refrigeración aumentarán gradualmente, con un aumento vinculante del 0,8% anual a escala nacional hasta 2026 y del 1,1% de 2026 a 2030. Los Estados miembros disponen de un plazo de 18 meses desde la publicación de la Directiva en el Diario Oficial de la UE para incorporarla a su Derecho interno.

Durante 2024, la política energética europea continuó orientándose a la aceleración del despliegue renovable, con un énfasis particular en la energía solar fotovoltaica como vector clave de generación distribuida, descarbonización y seguridad de suministro. Este avance se produjo en un contexto de transición desde medidas excepcionales hacia instrumentos estructurales de largo recorrido.

En primer lugar, debe destacarse la consolidación del marco temporal de aceleración de permisos iniciado en 2022 y refinado en 2024, que permitió mantener procedimientos simplificados para proyectos fotovoltaicos, especialmente en repotenciaciones, instalaciones sobre superficies artificiales y determinadas zonas designadas como aptas. Este enfoque reforzó la reducción de plazos

administrativos y la previsibilidad regulatoria para el desarrollo de nueva potencia FV.

Paralelamente, en 2024 adquirió especial relevancia la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios (EPBD), que introduce el denominado EU Solar Standard. Este estándar establece la obligatoriedad progresiva de integrar energía solar en edificios, principalmente en obra nueva y en determinados edificios no residenciales y públicos, reforzando el papel de la fotovoltaica sobre cubierta como elemento estructural del sistema eléctrico europeo. Esta medida supone un cambio cualitativo al transformar la solar en un componente intrínseco del diseño edificatorio, impulsando el autoconsumo y la generación cercana a la demanda.

Desde la óptica industrial y de mercado, 2024 fue también el año de adopción del Net-Zero Industry Act, que reconoce explícitamente a la tecnología solar fotovoltaica como una de las tecnologías estratégicas para la autonomía industrial europea. Este marco establece objetivos de capacidad productiva, simplificación administrativa para proyectos industriales y nuevas condiciones de mercado orientadas a reforzar la resiliencia de la cadena de suministro FV en la Unión Europea.

Adicionalmente, la firma del European Solar Charter en 2024 reforzó este enfoque, articulando compromisos entre instituciones y sector para mejorar la competitividad de la fotovoltaica europea, tanto en fabricación como en despliegue, introduciendo progresivamente criterios de sostenibilidad y resiliencia en el acceso a los mercados.

Finalmente, en 2024 se cerró la reforma del diseño del mercado eléctrico europeo, orientada a facilitar la integración masiva de renovables. Este nuevo marco refuerza el uso de instrumentos de contratación a largo plazo —como PPAs y esquemas de tipo CfD—, reduce la exposición a la volatilidad de precios y mejora la bancabilidad de proyectos fotovoltaicos, tanto a gran escala como en esquemas de autoconsumo.

En 2025, el foco normativo se desplazó desde la aprobación hacia la implementación efectiva de las reformas adoptadas, con especial incidencia en la fotovoltaica. La Comisión Europea publicó orientaciones y recomendaciones para la aplicación homogénea de la Directiva de Energías Renovables revisada (RED III), con el objetivo de asegurar una transposición coherente entre Estados miembros y acelerar la materialización de nueva potencia solar,

minimizando barreras administrativas y cuellos de botella regulatorios.

Asimismo, durante 2025 comenzaron a activarse los instrumentos de ejecución del Net-Zero Industry Act, definiendo en qué circunstancias deben incorporarse criterios no basados exclusivamente en el precio — como resiliencia del suministro o sostenibilidad— en subastas y mecanismos de apoyo a las renovables. Este aspecto resulta especialmente relevante para la fotovoltaica, dada su dependencia de componentes críticos y la voluntad europea de equilibrar coste, seguridad de suministro y capacidad industrial propia.

Por último, el despliegue del EU Solar Standard entró en una fase operativa en 2025, con trabajos de alineación técnica y regulatoria para su aplicación nacional. Este proceso, acompañado por guías sectoriales y criterios técnicos comunes, consolida la fotovoltaica integrada en edificios como uno de los principales motores de crecimiento de potencia renovable en la Unión Europea en el corto y medio plazo. ■



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

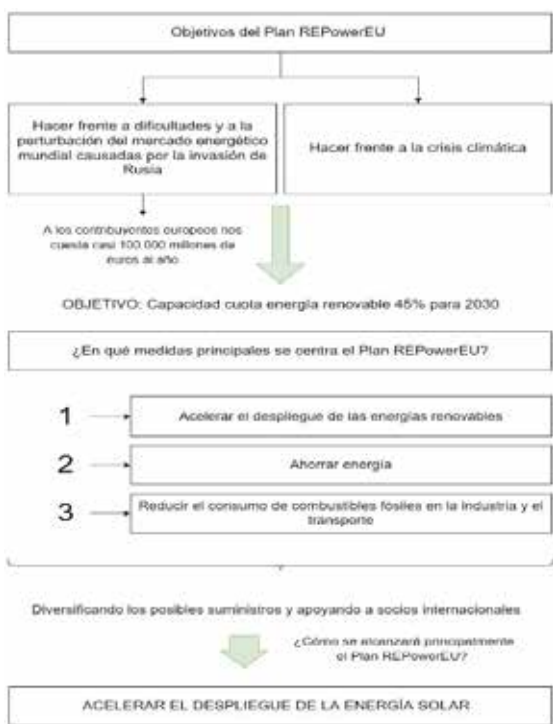


**Anpier exige
seguridad jurídica para las
62.000 familias pioneras
de la fotovoltaica
en España**

EVOLUCIÓN DEL MERCADO FOTOVOLTAICO EN EUROPA

El 2024 fue, sin duda, un año récord en lo que respecta a la potencia comunitaria instalada con más 58 GW instalados que, acompañado de los 54GW de 2023, situó a Europa en la vanguardia de la fotovoltaica consolidándose como el segundo mercado más importante del mundo, tras China. Este continuo crecimiento se sustenta sobre la apuesta decidida de Europa por la transición energética (establecida en la agenda 2030) y la reducción de la dependencia energética de terceros países.

Como se comentaba, este gran crecimiento se debe a las medidas establecidas por el Parlamento europeo



en las cuales para 2030 las energías renovables deben representar un mínimo de 40% de la energía consumida en la región, para reducir un 55% los gases de efecto invernadero emitidos respecto a 1990.

Para ello se ha llevado a cabo el plan REPowerEU, que promueve las instalaciones de paneles solares en Europa, para acabar con la dependencia de los combustibles fósiles rusos y de combatir el cambio climático.

Además, de forma nacional, las distintas regulaciones locales con sus favorables marcos retributivos y burocráticos, el surgimiento de nuevos productos financieros (como el PPA), los incentivos fiscales y el auge del autoconsumo, han derivado en crecimientos exponenciales de potencia fotovoltaica.

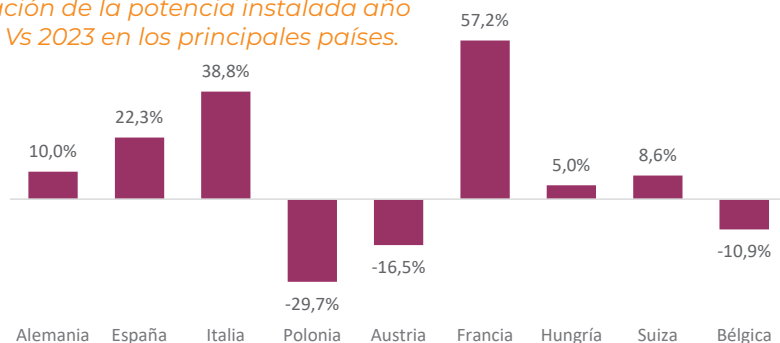
Respecto de la distribución regional, nuevamente Alemania lideró en dicho año el ranking de potencia instalada con más de 15GW instalados. Así, y de forma acumulada el mix energético de este país en 2024 contaba con casi 89GW de potencia o, lo que es lo mismo, casi la misma potencia agregada que la de los tres siguientes líderes fotovoltaicos europeos (Italia, España y Francia).

Por su parte, ha sido muy destacable la apuesta decidida de España por la tecnología fotovoltaica. En

este sentido, solo en el periodo comprendido entre 2020 y 2024, la potencia fotovoltaica en España (sin contar con los más de 8GW de autoconsumo) se ha triplicado.

Finalmente, cabe destacar que la invasión de Ucrania derivó en dicho año, entre otras muchas y más importantes pérdidas, en la desaparición de más de un 30% de su potencia fotovoltaica.

Variación de la potencia instalada año 2024 Vs 2023 en los principales países.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada sobre datos de REE.

Nota. En el caso de España, la potencia se toma en MWn y no incluye la potencia instalada en autoconsumo.

Respecto de 2025, todavía no existen datos oficiales que nos permitan extraer conclusiones sobre la evolución de la potencia. En todo caso, y tal y como se comentaba en el apartado “Datos macroeconómicos mundiales. Potencia total instalada” las principales asociaciones mundiales y europeas apuntan a una nueva potencia instalada de entre 65-75GW, prácticamente un incremento de entre el 18-35% respecto de 2024.

Evolución de la potencia instalada anual y acumulada Europa hasta 2024 (MW)

Países	Acumulada (MW) P>50MW					Instalada				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Alemania	51.785	57.463	61.188	74.882	89.943	4.298	5.678	3.725	13.694	15.061
Italia	21.359	22.286	24.560	29.356	36.013	733	927	2.274	4.796	6.657
España	11.705	15.286	19.784	25.551	32.603	2.812	3.581	4.498	5.767	7.052
Francia	11.133	13.446	14.772	17.399	21.528	1.120	2.313	1.326	2.627	4.129
P. Bajos	11.110	14.823	17.356	21.275	24.048	3.882	3.713	2.533	3.919	2.773
G. Bretaña	13.870	14.261	14.981	16.275	17.603	525	391	720	1.294	1.328
Ucrania	7.331	8.062	8.062	8.062	5.500	1.395	731	-	-	-2.562
Bélgica	5.453	5.934	6.781	8.352	9.752	930	481	847	1.571	1.400
Polonia	3.795	7.091	11.063	16.428	20.199	2.300	3.296	3.972	5.365	3.771
Grecia	3.174	4.073	5.104	6.689	9.269	420	899	1.031	1.585	2.580
Suiza	2.875	3.515	4.528	6.094	7.794	450	640	1.013	1.566	1.700
Austria	2.037	2.771	3.757	6.331	8.481	334	734	986	2.574	2.150
Hungría	2.131	2.968	4.235	5.910	7.669	731	837	1.267	1.675	1.759
Rep. Checa	2.124	2.177	2.404	3.251	4.159	39	53	227	847	908
Portugal	1.191	1.817	2.817	4.040	5.808	221	626	1.000	1.223	1.768
Dinamarca	1.304	1.704	3.070	3.529	3.945	224	400	1.366	459	416
Suecia	1.107	1.606	2.388	3.993	4.963	393	499	782	1.605	970
Rumania	1.383	1.394	1.809	2.988	4.688	-15	11	415	1.179	1.700
Bulgaria	1.100	1.275	1.737	2.908	3.908	56	175	462	1.171	1.000
Eslovaquia	535	537	549	593	867	-55	2	12	44	274
Estonia	208	395	520	813	1.326	87	187	125	293	513
Finlandia	299	398	649	986	1.203	89	99	251	337	217
Eslovenia	370	461	626	1.031	1.309	92	91	165	405	278
Chipre	229	315	424	581	724	78	86	109	157	143
Bielorrusia	160	164	273	273	265	6	4	109	-	-8
Lituania	244	422	738	1.324	2.567	114	178	316	586	1.243
Luxemburgo	187	277	317	394	523	27	90	40	77	129
Noruega	143	184	341	653	802	6	41	157	312	149
Malta	180	194	209	226	233	29	14	15	17	7
Croacia	109	138	222	463	860	24	29	84	241	397
Macedonia	79	79	144	506	833	79	0	65	362	327

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, excepto España tomada sobre datos de REE.

Nota. En el caso de España, la potencia se toma en MWn y no incluye la potencia instalada en autoconsumo.

En todo caso, es probable que el ritmo de instalación se atenúe a lo largo de los próximos años debido a la congestión de las redes y los, cada vez, más exigentes requisitos de seguridad establecidos por los reguladores eléctricos europeos. ■

A photograph of a grey metal electrical cabinet, likely a power distribution unit, with a 'DANGER' warning sign. The cabinet is made of metal and has several doors and panels. The text is overlaid in a large, bold, yellow font. The background is a clear blue sky.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL ESTATAL

DANGER
IN VOLTAGE
KEEP
OUT

4

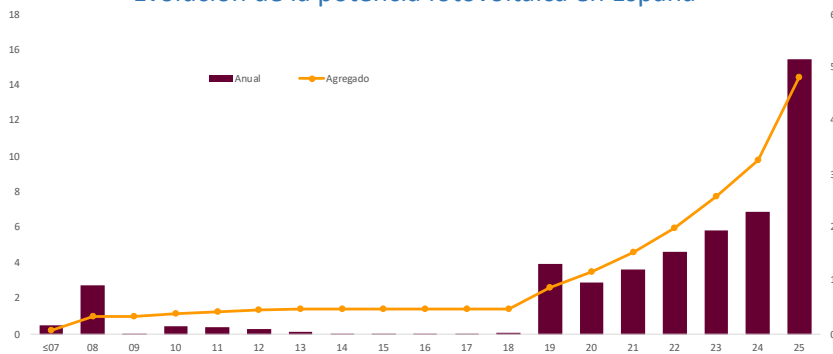


LA REGULACIÓN SECTORIAL COMO FACTOR CLAVE EN EL DESARROLLO DE LA FOTOVOLTAICA

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.

Evolución de la potencia fotovoltaica en España



Fuente: Elaboración propia. Datos de 2025 no consolidados

*Nota metodológica importante: A partir de 2025 los datos de potencia que facilita Red Eléctrica incluyen datos de autoconsumo. Hasta la fecha estos datos solo incluían instalaciones de venta a red pura. Esto explica el incremento de 15,5GW de potencia habido entre 2024 y 2025. Si se descontase la potencia de autoconsumo, la potencia de instalaciones de venta a red se situaría a finales de 2025 en el entorno de los 38GW instalados.

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.

Objetivos de potencia 1998-2010

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

Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables en España

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.

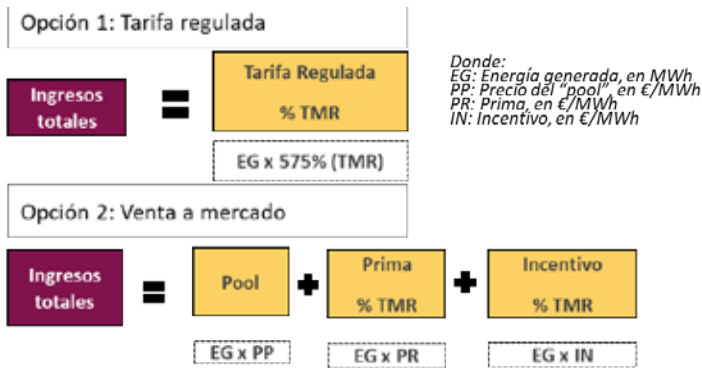
Fue en esos años, cuando la energía solar fotovoltaica estaba pasando de la madurez conceptual a la madurez tecnológica. No obstante, aunque los costes comenzaban a disminuir, seguía precisándose una ayuda económica para poder competir en los mercados con el resto de tecnologías de producción ya maduras. 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.

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

2004-2007. El comienzo de la expansión fotovoltaica

El Real Decreto 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 tal 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.

La TMR venía definida en el *Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos*

del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Esta Tarifa Media de Referencia se imputaba a los consumidores en aras de cubrir los costes del sistema. La tarifa se establecía cada año vía Orden Ministerial, fijándose durante el periodo 2004-2006. Estos fueron los importes: 2004 (7,2072 c€/kWh), 2005 (7,3304 c€/kWh), 2006 (7,6588 c€/kWh).

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

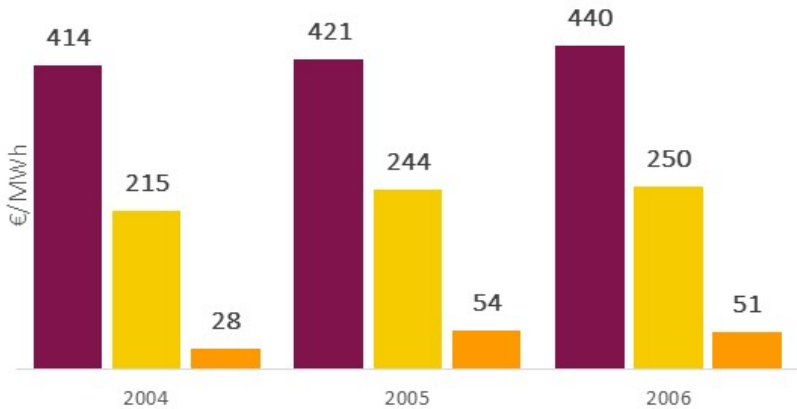
Régimen económico del RD436/2004

Años Vida útil	Opción 1: Tarifa Regulada		Opción 2: Venta a mercado	
	Tarifa regulada*		Prima*	Incentivo*
< 25	575%	300%	250%	10%
> 25	460%	240%	200%	10%

Fuente: Plan de fomento de Energías Renovables en España

Tal y como puede observarse en la tabla, bajo este sistema, el importe era netamente superior a lo establecido en el mercado, llegando a exceder más de 8 veces el precio que se cerraba en el pool eléctrico.

Evolución del régimen económico del RD436/2004 2004-2006 y contraste con el precio del mercado



Fuente: Elaboración propia

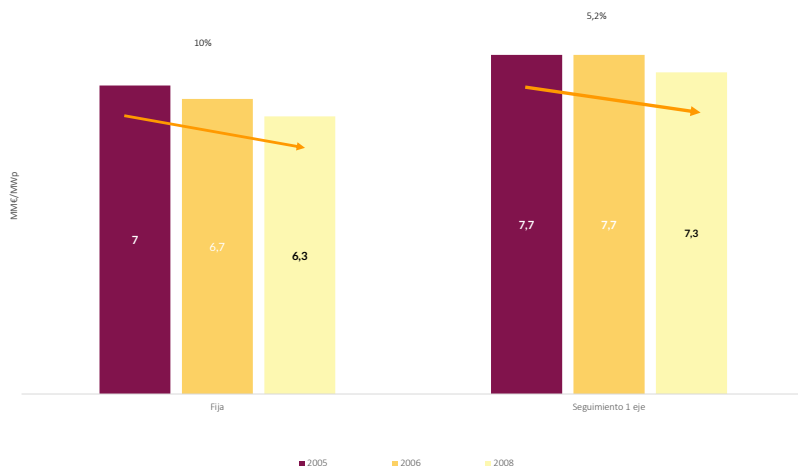
La cuantía de estas primas provocó un ligero aumento del número de proyectos, al igual que del tamaño medio de los mismos. Asimismo, también se generó la entrada de financiación privada, provocando una menor necesidad de subvenciones que, en un primer momento, se habían dado.

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 gráfico adjunto.

Evolución del coste de las instalaciones fotovoltaicas entre 2005 y 2008 (MME€/MWp)



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

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

En sustitución al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables, se publicaba en 2005 el primer

Plan de Energías Renovables (PER). En él quedan recogidos los objetivos de desarrollo hasta el año 2010, siguiendo las directrices europeas. La fotovoltaica comienza entonces a considerarse como una fuente energética a tener en cuenta en la composición del mix energético futuro.

Objetivos de potencia 2005-2010

Tecnología	1998	Prev 2010	Var.
Hidráulica (P >50MW)	13.521	13.521	0
Hidráulica (10<P≤ 50MW)	2.897	3.257	360
Hidráulica (P≤P10MW)	1.749	2.199	450
Eólica	8.155	20.155	12.000
Biomasa	344	2.039	1.695
Biogás	141	235	94
Solar Fotovoltaica	37	400	363
Solar Termoeléctrica	0	500	500
Residuos Sólidos	189	189	0
Total	27.033	42.495	15.462

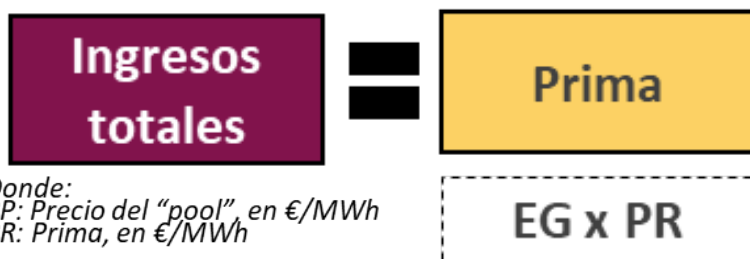
Fuente: PER 2005-2010

2007-2010. La 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.

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.

Régimen económico RD 661/2007



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

Fuente: RD661/2007

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%.

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*, aprobado 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 años anteriores, 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.

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

- Instalaciones tipo I: cubiertas o fachadas
- Instalaciones tipo II: instalaciones ubicadas en suelo.

Régimen económico RD 1578/2008

Tarifas 1Q/2009		
Tipo de instalación		Prima (€/MWh)
Tipo I	P < 20 kW	340
	P > 20 kW	320
Tipo II		320

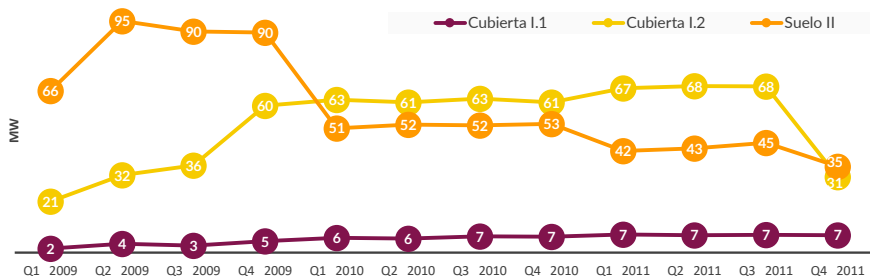
Fuente: RD 1578/2008

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.

Potencia fotovoltaica instalada 2009-2011



Fuente: Elaboración propia a partir de Registros oficiales del Ministerio

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.

Limitación de horas coyuntural 2011-2013

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

Fuente: RDL 14/2010

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

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

Objetivos de potencia 2011-2020. PER

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

Fuente: PER 2011-2020

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

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

A las anteriores medidas, se sumó, en el año 2013, la publicación del 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.

Evolución de las tarifas fotovoltaicas para el periodo 2008-2013

Evolución de las primas fotovoltaicas €/ MWh										
RD	Año	Q	Tipo/potencia	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
RD 661	H/ 2008		P≤100 kW	440	470	466	476	489	489	
			100 kW<P≤10 MW	418	446	442	451	463	463	
			10<P≤50 MW	230	245	243	248	255	255	
RD 1578	2009	1Q	I.1		340	340	347	357	357	
			I.2		320	320	327	336	336	
			II		307	307	327	336	336	
		2Q	I.1		340	340	347	357	357	
			I.2		320	320	327	336	336	
			II		307	307	314	322	322	
		3Q	I.1		340	340	347	357	357	
			I.2		320	320	327	336	336	
			II		299	299	305	314	314	
		4Q	I.1		340	340	347	357	357	
			I.2		320	320	327	336	336	
			II		291	291	297	305	305	
RD 1578	2010	1Q	I.1			340	340	349	349	
			I.2			312	312	320	320	
			II			281	281	289	289	
		2Q	I.1				335	335	344	344
			I.2				303	303	312	311
			II				273	273	281	281
		3Q	I.1				331	331	340	340
			I.2				295	295	303	303
			II				266	266	273	273
		4Q	I.1				322	322	331	331
			I.2				287	287	295	295
			II				259	259	266	266
RD 1578	2011	1Q	I.1				314	314	314	
			I.2				279	279	279	
			II				252	252	252	
		2Q	I.1					289	289	289
			I.2					204	204	204
			II					135	135	135
		3Q	I.1					281	281	281
			I.2					198	198	198
			II					130	130	130
		4Q	I.1					274	274	274
			I.2					193	193	193
			II					125	125	125

Fuente: Elaboración propia a partir de Orden de actualización de peajes

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 IET1045/2014 de acompañamiento. En 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.

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

$$\text{EG x PP} \quad \text{Rinv x Pn + Ro x EG}$$

Donde:

EG: Energía generada, en MWh

PP: Precio del "pool", en €/MWh

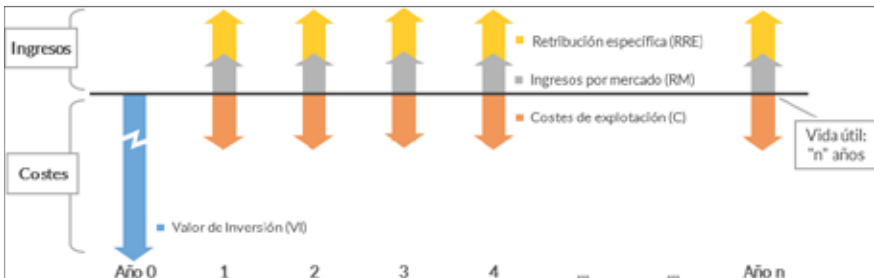
Rinv: Retribución a la inversión, en €/MW

Pn: Potencia nominal, en MW

Ro: Retribución a la operación, en €/MWh

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 ejercer 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 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 partícipes 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:

Convocatoria de subastas renovables realizadas en 2016, 2017 y 2018 (MW)

tecnología	2016	2017	2018	Total
Eólica	500	2.979	1.128	4.607
Biomasa	200	20	-	220
Fotovoltaica	-	1	3.903	3.904
Total	700	3.000	5.031	8.731

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

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 de 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 que abrió de forma relevante esta alternativa energética dado que se 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 de trámites y la eliminación de trabas administrativas para terminar de desarrollarse. De igual forma, frente a los grandes parques fotovoltaicos, desde ANPIER se defiende la necesidad de reservar un porcentaje de la nueva potencia a pequeños proyectos sociales de hasta 10MW para evitar una nueva concentración sectorial y democratizar la energía para toda la sociedad.

2020, El inicio de cambios regulatorios

En junio de 2020, se publicó el RDL 23/2020 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 RD 1183/2020.

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 reactancias, 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 21 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 RD 960/2020 por el que se desarrolló 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 subastas para el otorgamiento del régimen económico. Para dar cumplimiento a lo establecido en el RD 960/2020 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 2020-2025. Según esta norma, el calendario a seguir será el siguiente:

Volúmenes mínimos de potencia subastada desde 2020 a 2025 (MW)

		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, hidroáulica, etc.)	Incremento	-	20	-	20	-	20
	Acumulado	-	20	20	40	40	30

Fuente: TED1161/2020

2021, El inicio de la crisis energética y la solución a través de fuentes renovables

Después de los años de crisis del sistema eléctrico derivados del déficit de tarifa, 2021 fue un año de intensa actividad económica. Esto respondió a dos motivos, por un lado, la necesidad de incrementar la autosuficiencia energética y cumplir con los compromisos de descarbonización establecidos en el viejo continente y, por otro lado, como consecuencia de la escalada del precio del mercado eléctrico que derivaron en una crisis energética sin precedentes hasta la fecha.

Inicialmente 2021 debía seguir la estela marcada en el año 2020 y avanzar con paso firme en la puesta en marcha de nuevas instalaciones. Así, a principios de enero se aprobó la Circular 1/2021 de la CNMC que tenía como objetivo desarrollar reglamentariamente el RD 1183/2020 de permisos de acceso y conexión. Esta circular introducía la obligación a las distribuidoras de publicar mapas de capacidad y registro de todas las subestaciones eléctricas al objeto de que los distintos propietarios pudiesen evaluar los puntos de la red a los que conectar sus instalaciones. Asimismo, para dar cumplimiento al RD 1183/2020 desarrollaba el proceso de solicitud de permisos de acceso y conexión.

Posteriormente, en marzo de 2021 se aprobaba la

metodología de cálculo de cargos del sistema eléctrico. Este respondía a la necesidad de aplicar criterios de reparto objetivos y no discriminatorios entre las distintas tarifas eléctricas, al objeto de que estos distorsionasen lo menos posible la demanda. Con esta metodología se redujeron a 6 el número de segmentos tarifarios (2.0 TD, 3.0 TD, 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3 TD Y 6.4 TD). Como continuación de esta normativa, en abril de 2021 se publicaron los cargos del ejercicio 2021 (Orden TED 371/2021) y las nuevas tarifas eléctricas se empezaron a aplicar el 1 de junio de ese año. En el siguiente cuadro se exponen dichas tarifas eléctricas:

Esquemas de peajes eléctricos

Peajes de los consumidores				
Tarifas	Potencia	Tensión	Periodos tarifarios	
			Potencia	Energía
2.0.TDA	$P \leq 15\text{kW}$	-	2	3
3.0.TDA	$P > 15\text{kW}$	$T > 1\text{kV}$	6	6
6.1TD	-	$1 < T \leq 30\text{kV}$	6	6
6.2TD	-	$30 < T \leq 72\text{kV}$	6	6
6.3TD	-	$72,5 < T \leq 145\text{kV}$	6	6
6.4TD	-	$T > 145\text{kV}$	6	6

Nota 1: A partir de la tarifa 3.0 la potencia contratada en el $P_{n+1} \geq P_n$

Nota 2: Los autoconsumos "a través de red" tendrán que satisfacer peajes específicos por la energía que autoconsuman.

Nota 3: Las importaciones y exportaciones les será de aplicación los peajes 6.4TD

Fuente: Elaboración propia

Durante el mes de mayo, la CNMC publicó la “Resolución del 6 de mayo de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diarios e intradiarios de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europea”. Esta resolución resulta de especial relevancia para entender lo ocurrido en el sistema eléctrico, puesto que, por las exigencias de la Unión Europea, se obligó a eliminar los límites del mercado eléctrico. Cabe destacar que, hasta dicha fecha el mercado diario podía oscilar entre 0€/MWh y 180€/MWh. Tras la publicación de dicha resolución se eliminaron estos límites y los precios podían incluso llegar a ser negativos. En concreto, los nuevos límites pueden variar entre -500 y 3.000 €/MWh para el mercado diario y de -9.999 y 9.999 €/MWh para el mercado intradiario.

En mayo de 2021 se aprobó la Ley 7/2021 de Cambio Climático y transición energética, que, entre otros aspectos, establecía unos objetivos de reducción de emisiones para 2030. también contemplaba aspectos claves tales como la reforma del sistema eléctrico de forma que este contemplase la generación distribuida o el almacenamiento e indicaba que parte del Régimen Retributivo Específico se financiaría con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Objetivos de la Ley 7/2021

Objetivos Reducción CO2, renovables y eficiencia energética				
Objetivo 2030				Objetivo 2050
Reducción total de emisiones ¹	Penetración de renovables en el consumo final	Penetración de renovables en el sistema eléctrico	Reducción del consumo de energía primaria ²	
23%	42%	74%	39,50%	Neutralidad climática

1 Reducción respecto de 1990

2 Respecto de la línea de base conforme a normativa europea

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Ley 7/2021

Todos estos avances normativos se aprobaban en función de una hoja de ruta de transición energética por lo que, aunque la actividad regulatoria era continua, la normativa desarrollada tenía cierta coherencia. Sin embargo, el precio del mercado eléctrico evolucionaba mes a mes de forma exponencial y comenzaba a convertirse en un problema estructural incontenible (solo entre enero y junio el precio medio se había incrementado casi un 40% pasando de 60€/MWh a 83€/MWh) por lo que, en junio se aprobó el RDL 12/2021 que, entre otros aspectos, redujo el IVA de la tarifa eléctrica al 10% hasta el 31/12/2021 y suspendió el Impuesto Sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IPVEE) del durante el tercer trimestre de 2021.

Sin embargo, pese a estas medidas, el precio continuaba su escalada incontrolable por lo que el Ministerio, publicó diversos Reales Decretos y otra

normativa para combatir contra esta problemática.

En este sentido, inicialmente se publicó el RDL 17/2021 que, aparte de extender al cuarto trimestre de 2021 la suspensión del IPVEE, redujo temporalmente los cargos del sistema eléctrico y limitó los ingresos por kWh que podían percibir por el mercado los productores eléctricos. Al respecto de esta última medida, que en un principio era bastante genérica, el Ministerio tuvo que matizar que ciertas instalaciones (potencia inferior a 10MW, productores con Régimen Retributivo Específico, instalaciones adjudicatarias de las subastas) así como la energía sujeta a instrumentos de cobertura.

Finalmente, y como aspecto relevante de 2021, a finales de octubre se aprobó el RDL 23/2021, que tenía la misma finalidad que los anteriores. Así, con esta norma se establecieron mecanismos de transparencia y supervisión en el mercado eléctrico al objeto de evitar prácticas desleales que pudiesen elevar el precio de la energía con ánimos de lucro. Por otro lado, incluía medidas para proteger a los consumidores, tales como incrementos del bono social eléctrico, etc.

En todo caso, las medidas se tornaron insuficientes e inútiles puesto que el mes de diciembre cerró con un precio medio de 239 €/MWh, cuadruplicando el precio medio de cierre del mes de enero.

2022, El fortalecimiento del autoconsumo como solución a la inflación eléctrica

Pese a los esfuerzos realizados en 2021, los precios del mercado eléctrico seguían descontrolados a principios de 2022. Así, valga señalar que los tres primeros meses del año registraron precios medios diarios y las puntas históricas del sistema (por encima de los 700€/MWh). El Gobierno, dada la situación, caracterizó como crítico el sistema eléctrico y centro una gran parte de sus esfuerzos regulatorios en paliar el problema.

Así, en abril de 2022 se aprobó el RDL 6/2022, de vital importancia para los productores fotovoltaicos, y que, como se comenta en el siguiente párrafo, establecía, entre otros aspectos, un procedimiento ambiental acelerado para las instalaciones renovables, mantenía el IVA de la tarifa eléctrica en el 10% y reducía sustancialmente los cargos del sistema a imputar en la tarifa eléctrica.

Por otro lado, como se indicaba anteriormente, el RDL afectaba sustancialmente a los productores renovables con derecho a Régimen Retributivo Específico. Por un lado, ampliaba la suspensión del IPVEE hasta junio de 2022 (luego extendido hasta final de 2022 en el RDL 18/2022) y, por otro, modificó el mecanismo de actualización del Régimen Retributivo Específico, creando, con carácter extraordinario, un nuevo semiperíodo regulatorio exclusivo para el año 2022.

En efecto, como el precio del mercado eléctrico se situaba en niveles históricos, eso redundaba en ingresos totales muy superiores a los previstos para las instalaciones renovables durante el periodo 2020-2023, de forma que la rentabilidad de las instalaciones tipo sobre las que se instrumenta el Régimen Retributivo Específico se situaba por encima del 7,4%.

Como los ingresos regulados (es decir, la Retribución a la Inversión y la Retribución a la operación) se repercuten a los clientes vía peajes de acceso, el Gobierno actuó realizando un semiperiodo extraordinario que disminuyó sustancialmente los ingresos a percibir por parte de todos los productores renovables. Ello, por otro lado, le permitió reducir sustancialmente los cargos a los clientes finales, reduciendo levemente el coste de la tarifa.

La aplicación de este Real Decreto se llevó a cabo en la Orden TED 1232/2022. En dicha Orden se actualizaron con carácter extraordinario la Retribución a la Inversión y a la Operación del año 2022. Esta actualización supuso para los productores renovables un recorte medio del 8% de sus ingresos, aunque, en el caso de las instalaciones que forman parte de una agrupación de más de 10MW, el ajuste superó el 11%. A modo de ejemplo se pone el impacto que la medida tuvo sobre varias instalaciones tipo:

Impacto del ajuste extraordinario del RRE en 2022

Datos de la instalación			Ingresos regulados 2022 antes de ajuste (miles de euros)			Ingresos regulados 2022 despues de ajuste (miles de euros)			Ajuste	
IT	Potencia. (MW)	Producción. MWh	Rinv	Ro	total	Rinv	Ro	total	Absoluto	Relativo
18	0,1	2041	65	3	68	63	-	63	(5)	-7%
30	0,1	1600	57	3	60	56	-	56	(4)	-7%
48	0,1	1600	57	5	62	56	-	56	(6)	-9%
49	0,1	2019	62	6	68	61	-	61	(7)	-10%
52	0,1	2019	63	6	69	62	-	62	(7)	-10%
55	0,1	2041	68	7	75	67	-	67	(8)	-11%
62	0,1	1600	51	5	56	50	-	50	(6)	-11%
65	0,1	2041	59	6	65	58	-	58	(7)	-11%
66	0,1	2041	59	6	65	58	-	58	(7)	-11%

Fuente: Elaboración propia

A pesar de las medidas adoptadas en el RDL 6/2022, el sistema eléctrico apenas lograba disminuir su precio de casación, haciendo de la tarifa eléctrica un bien de lujo que ciertos hogares no se podían permitir. Por ello, en junio de 2022 se aprobó el RDL 10/2022, que establecía el mecanismo de tope del gas. Cabe resaltar que el inicio de la aplicación de este mecanismo lo marcó la Orden TED 517/2022 de 9 de junio y que inicialmente tenía un año de aplicación, aunque, posteriormente, el RDL 18/2022 lo amplió hasta el 31 de diciembre de 2023.

Adicionalmente, este Real Decreto incluía medidas de impacto para los productores renovables, en concreto, se modificaba, con efectos 2023, el “mecanismo del ajuste por desviaciones del mercado”, parámetro crítico para la cuantificación de la Rinv y la Ro en cada semiperiodo regulatorio.

De forma paralela a esta regulación, el Ministerio siguió contemplando las renovables como un sector prioritario del desarrollo económico del país. Así, y en este sentido, en junio de 2022 se aprobaron los planes de inversión de las distribuidoras y, como aspecto relevante de estos planes, se comenzó a exigir a las distribuidoras la obligación de incluir en sus planes de inversión hasta 2025 actuaciones encaminadas a incrementar la capacidad de la red de distribución, todo ello, con el objeto de permitir la evacuación de instalaciones renovables y de autoconsumo. Es más, esta resolución indica que estas actuaciones deben suponer, al menos, un 10% del volumen de inversión total.

En agosto de 2022 se aprobó el RDL 14/2022 que principalmente contenía medidas encaminadas a la defensa de los derechos de los autoconsumidores (aunque también introduce la posibilidad de que las instalaciones con Régimen Retributivo específico se hibriden con almacenamiento). Así, se modificó la normativa para que las instalaciones de autoconsumo puedan cambiar de tipología de autoconsumo (compensación, venta o sin vertido) cada 4 meses, en lugar de los 12 meses actuales.

Por otro lado, este RDL estableció un mecanismo de defensa de los consumidores ante las compañías distribuidoras actuando contra la impunidad que estas tenían en relación con las activaciones del autoconsumo.

Así, a través de este Real Decreto se estableció que, el plazo para activar autoconsumos con excedentes por parte de comercializadoras y distribuidoras debe ser como máximo de dos meses a contar desde el momento en que la distribuidora recibe la información para modificar el contrato de acceso y que, en caso de incumplimiento imputable a distribuidora o comercializadora, esta debe compensar al autoconsumidor con un descuento en la factura.

Profundizando en el desarrollo del autoconsumo el RDL 18/2022, introdujo notables mejoras en la regulación. Así, se eximió de autorizaciones administrativas previa y de construcción a las instalaciones de potencia igual o inferior a 500kW y simplificó ciertos trámites aplicables a las comunidades energéticas. De igual forma, el RDL 20/2022 amplió a 2.000 metros la distancia permitida en autoconsumo a través de red para ciertos tipos de instalaciones. Finalmente, el RDL 18/2022 estableció la libertad de amortización en el Impuesto sobre Sociedades para inversiones en autoconsumo que hubieran entrado en funcionamiento en 2023 y con una cuantía máxima sujeta de 500.000 euros.

Es bien sabido que uno de los aspectos que ralentiza el desarrollo de las renovables está directamente relacionado con el atasco burocrático y la complicación administrativa.

En este sentido, el *RDL17/2022*, *RDL 18/2022* y *RDL 20/2022*, actuaron con medidas sobre estas problemáticas.

De forma conjunta, los aspectos más relevantes tratados en estos tres reales decretos fueron los siguientes: (i) no se considerará modificación sustancial, cambios en los proyectos de hasta el 10% de la potencia; (ii) se establece en 15 días el plazo para que la CNMC emita los informes preceptivos necesarios para obtener los expedientes de autorización; (iii) si el cambio de potencia de una instalación preexistente se incrementa hasta un 15%, no hará falta pedir una autorización administrativa previa; (iv) de forma excepcional, se podrán otorgar permisos de inyección excepcional a instalaciones conectadas a red de transporte en nudos reservados a concurso de acceso para incorporar una potencia activa superior a la que recojan los permisos de acceso otorgados; (v) se establece un procedimiento especial de afección ambiental que exime a muchos proyectos de tener que pasar el trámite; (vi) se permite que las autorizaciones administrativas previa y de construcción se tramiten de forma paralela y los tiempos de respuesta de las administraciones se reducen, en algunos casos, hasta la mitad.

Finalmente, y como aspecto destacable para los productores renovables, el *RDL 20/2022* amplió para todo 2023 la suspensión del IPVEE.

2023, el primer gran año de la fotovoltaica.

Tras toda esta vorágine regulatoria, la estabilidad se alcanzó en 2023. Las medidas impulsadas por el gobierno y la relajación de los mercados mundiales redujeron el precio hasta los 87€/MWh. Además, muchos proyectos en curso desde años anteriores obtuvieron sus autorizaciones de explotación llevando la capacidad instalada anual a cifras récord de 5,7GW instalados. Esta cifra se eleva por encima de los 7,4GW si se tiene en cuenta el autoconsumo fotovoltaico puesto en marcha en dicho ejercicio.

Por otro lado, este incremento de la potencia instalada se vio impulsado por las distintas medidas aprobadas a lo largo del año. Aunque en términos absolutos las normas de calado fueron menores que las de 2022, es justo reconocer que las mismas tuvieron un marcado carácter favorecedor al simplificar sustancialmente ciertos trámites administrativos.

Inicialmente el RD 314/2023 instrumentó y desarrollo la normativa que habilita la posibilidad de crear redes de distribución cerradas para desarrollar proyectos conjuntos de autoconsumo en grandes superficies, tales como polígonos.

Por su parte, y como se comentó al inicio de este subapartado, los RD 445/2023, RDL 5/2023 y el RDL 8/2023 centraron parte de su articulado en simplificar la burocracia

existente asociadas a las autorizaciones administrativas y los criterios exigidos para someter los proyectos a evaluación ambiental simplificada frente a la ordinaria, que supone demoras considerables en el tiempo. Además, un número muy sustancial de proyectos estaban a punto de incumplir los hitos administrativos exigidos a través del RDL 23/2020 y, por tanto, eran susceptibles de ejecución de avales. Dado que la demora, en su mayor parte se debía al colapso de las administraciones públicas en lo referente a la obtención de las declaraciones positivas de impacto ambiental, y el volumen de avales en riesgo se elevaba por encima de los 2.000 millones de euros, el RDL 8/2023 amplió los plazos máximos de cumplimiento de los siguientes hitos: (i) autorización administrativa de construcción hasta 49 meses y (ii) autorización administrativa de explotación hasta los 8 años.

Por otro lado, y de cara al ejercicio que empezaba en 2024, el RDL 5/2023, modificaba el cálculo del Valor de Ajuste por desviaciones de precios de mercado (Vajdm) de aplicación en el año 2023, tomando el valor menor entre: el precio de mercado del año 2023 y el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año 2023. Esto afecta a los productores del RECORE que, hasta la fecha, veían como el ajuste de ese año se cuantificaba sobre la base del mercado diario.

Finalmente, el RDL 8/2023 volvió a introducir paulatinamente el impuesto del 7% a la generación, el cual estuvo suspendido desde el tercer trimestre de 2021. Así, con el nuevo redactado en 2024 el tipo impositivo se incrementará progresivamente hasta alcanzar el 7% a partir del tercer trimestre.

Así, en su conjunto el 2023 fue un año de elevada intensidad regulatoria, encaminada no solo a contener los precios eléctricos, sino también a facilitar el desarrollo renovable en todas sus vertientes. Es justo, en este sentido, afirmar que las medidas obtuvieron resultados parcialmente favorables. Así, en 2023 el precio del mercado eléctrico se vio contenido (aunque a finales de diciembre se situase por encima de los 100€/MWh).

2024. El ritmo de crecimiento continúa

En 2024 el despliegue fotovoltaico mantuvo una senda claramente expansiva, aunque en un contexto de escasa novedad regulatoria. El incremento de potencia instalada debe entenderse, principalmente, como el resultado de la inercia administrativa y constructiva de proyectos cuyo ciclo de tramitación se inició en los años de mayor dinamismo (aprox. 2018–2020) y que, tras completar sus hitos, entraron en fase de ejecución y puesta en servicio. En este sentido, el crecimiento anual

hasta 6,9 GW refleja más una maduración del “pipeline” acumulado que un nuevo impulso normativo.

Ahora bien, este avance volvió a estar condicionado por la tensión asociada a los hitos administrativos. El retraso de las distintas administraciones en la emisión de autorizaciones (ambientales y energéticas) generó situaciones en las que proyectos técnicamente viables y financieramente comprometidos quedaban expuestos al riesgo de incumplimiento de plazos, con la consiguiente amenaza de ejecución de garantías. En la práctica, buena parte de los cuellos de botella se concentró en la tramitación y resolución de expedientes, y no en la capacidad del sector para ejecutar obra.



La norma más relevante de este año, la constituye el RD 662/2024. Este regula las plantas fotovoltaicas flotantes, entendiéndolas como instalaciones de producción y determinando su régimen de concesión de autorizaciones administrativas, impactos ambientales, cánones a satisfacer, etc. Así, a través de esta necesaria normativa se abre la puerta al desarrollo de este subtipo tecnológico de instalaciones fotovoltaicas.

2025. Continuidad del crecimiento y el autoconsumo aflora en las estadísticas oficiales

En 2025 el crecimiento volvió a acelerarse, hasta situarse en torno a 15,5 GW de nueva potencia, pero con una lectura necesariamente dual. Por un lado, una parte muy relevante corresponde a proyectos de generación que venían arrastrando tramitación y ejecución de ejercicios anteriores y que, finalmente, alcanzaron explotación durante el año. Por otro, las estadísticas oficiales reflejan por primera vez de forma agregada la potencia de autoconsumo, que aparece imputada en bloque como un volumen del orden de 10 GW, sin desglose anual previo, lo que eleva de forma notable el dato anual y dificulta la comparación directa con años anteriores si no se separan ambos componentes.

El ejercicio volvió a estar marcado por incidencias asociadas a los hitos administrativos y a la gestión de plazos, hasta el punto de que se intentó introducir un marco de ampliación o flexibilización adicional mediante una norma que finalmente no prosperó tras su tramitación parlamentaria. En paralelo, la mayor volatilidad de los precios del mercado (y, en particular, la aparición de señales más frecuentes de precios muy bajos o negativos en horas solares) ha reforzado el interés por modificar permisos y autorizaciones con el objetivo de hibridar instalaciones

fotovoltaicas con almacenamiento. Este movimiento no responde tanto a un cambio tecnológico como a una necesidad operativa y económica: desplazar energía fuera de las horas de menor valor y dotar de mayor flexibilidad al activo, en un sistema cada vez más condicionado por la integración de renovables a gran escala.

Finalmente, y redundando en la importancia del almacenamiento, máxime después del apagón, la principal normativa aprobada durante el 2025 tiene como objetivo reducir y/o simplificar la burocracia administrativa de estas instalaciones.

De cara a 2026, el principal factor de incertidumbre no es tecnológico, sino económico: el mercado ha entrado en una fase en la que la fotovoltaica de venta a red ve en riesgo sus ingresos por el aumento de horas de precios muy bajos y negativos en las franjas solares, junto con vertidos y restricciones técnicas en determinados nudos. En este contexto, las entidades bancarias y financieras están endureciendo criterios y priorizando estructuras con cobertura de ingresos o, directamente, proyectos híbridos con almacenamiento, porque permiten desplazar producción a horas de mayor valor y reducir exposición a la canibalización.

Por ello, el escenario más probable para 2026 es una desaceleración en el ritmo de nueva potencia

conectada si el despliegue de almacenamiento no acompaña: habrá capacidad técnica y proyectos en cartera, pero no todos cerrarán financiación en condiciones razonables. Al mismo tiempo, se espera una intensificación de la repotenciación selectiva, la hibridación y la modificación de permisos y autorizaciones para incorporar BESS, tanto en plantas existentes como en proyectos a punto de construir, como vía para mantener viabilidad en un entorno de precios más volátil. ■



PNIEC Y HOJAS DE RUTA NACIONALES

En el año 2020, España publicó su primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para el periodo 2021-2030, recogiendo los compromisos de España en materia de clima y energía para el año 2030. En agosto de 2022, tras el incremento de los objetivos europeos en reducción de emisiones, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) inició el procedimiento de consulta pública previa del proyecto de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

En Mayo de 2022 la Comisión Europea presentó el Plan "REPowerEU", que tenía como objetivo principal la diversificación energética, el ahorro de energía y la aceleración del desarrollo de fuentes de energía limpia, con el fin de reducir la vulnerabilidad derivada de la dependencia energética exterior de la Unión Europea. En dicho documento, la Comisión proponía incrementar los objetivos actuales de energías renovables para el año 2030, al mismo tiempo que destacaba que el ahorro energético es la forma más rápida y económica de enfrentar la actual crisis energética. En este sentido,

también se planteaba aumentar el objetivo de eficiencia energética, lo cual se refleja en los objetivos mencionados anteriormente.

Estos elementos antes mencionados han sido en gran medida el contexto en el que se ha llevado a cabo el proceso de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). El aumento de la ambición climática a nivel europeo, el panorama energético más reciente, los avances en la implementación de las medidas establecidas en el documento previo, así como los progresos logrados gracias al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, han sido algunos de los factores clave que han marcado este proceso.

En consecuencia, se elaboró dicha actualización del PNIEC 2023-2030, que incluía unos objetivos coherentes con la reducción de emisiones adoptada a nivel europeo, y que se concretarán en los siguientes resultados en 2030: (i) 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990; (ii) 48% de renovables sobre el uso final de la energía; (iii) 44% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final; (iv) 81% de energía renovable en la generación eléctrica; y (v) Reducción de la dependencia energética hasta un 51%.

El PNIEC responde, portanto, 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 siguientes dimensiones de la Unión de la Energía: seguridad energética, mercado interior de la energía, eficiencia energética, descarbonización, investigación, innovación y competitividad.

Destacan, entre otras cuestiones, los siguientes objetivos, que están siendo revisados a raíz del establecimiento de los nuevos valores a nivel europeo:

Objetivos PNIEC y objetivos europeos

	Resultados esperados por el PNIEC	Objetivos europeos vigentes	Nuevos objetivos europeos
Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990	32%	40%	55%
Presencia de energías renovables sobre el consumo total de energía bruta	48%	32%	40%-45%
Mejora de la eficiencia energética	44%	32,5%	39%
Interconexión de los Estados miembros	-	15%	No se modifica

Fuente: Elaboración propia a partir del PNIEC y acuerdos europeos.

Como se puede observar en la tabla anterior, los nuevos objetivos europeos proponían:

- Reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- Que las renovables supongan más del 40% sobre el consumo total de energía bruta.
- Mejorar la eficiencia energética en un 39%.
- Conseguir una interconexión del 15% de los Estados miembros.

Principales objetivos del PNIEC

Las políticas y medidas presentes en esta actualización del PNIEC 2023-2030 representan un incremento en términos de ambición con respecto a la versión anterior en todos sus aspectos, debido al actual contexto europeo y las nuevas propuestas surgidas de los programas "Objetivo 55" y "REPowerEU". El impacto del PRTR (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia), la necesidad de acelerar la transición energética y el progreso en la implementación de las medidas mencionadas previamente son algunos de los factores que han impulsado el aumento de estos objetivos y resultados. La ejecución de dichas acciones asegurará el pleno cumplimiento de los objetivos establecidos en el marco europeo.

El PNIEC es, por tanto, el marco estratégico que debe facilitar la transformación de la economía española, estableciendo una hoja de ruta para la década, que fija,

en su redacción vigente, un objetivo de penetración de renovables en el consumo total de energía final del 48%; un objetivo de mejora de la eficiencia energética del 44%; y un objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, del 32%.

Según el Plan, se proyecta que, para el año 2030, el sector eléctrico contará con una capacidad total instalada de 214 GW. De esta cantidad, 160 GW serán de fuentes renovables, y 22 GW se destinarán al almacenamiento de energía a corto, medio y largo plazo. La distribución de potencia entre las diferentes tecnologías es aproximada y dependerá de la evolución tecnológica, los costos, la disponibilidad y la capacidad de integración de cada una de ellas.

Como estimación inicial, se estima que 62 GW provendrán de la energía eólica (incluyendo 3 GW de eólica marina). Además, se proyectan 76 GW de energía solar fotovoltaica, incluyendo 19 GW dedicados al autoconsumo, que desempeñará un papel muy importante. Habrá una capacidad de 14,5 GW provenientes de la energía hidroeléctrica y 4,8 GW de energía solar termoeléctrica. Además, se espera que otras tecnologías de generación renovable también contribuyan al mix energético. En cuanto a las tecnologías no renovables, se prevé una capacidad de 26,6 GW para centrales de ciclo combinado de gas y 3 GW para centrales nucleares, todas ellas siendo instalaciones ya existentes en la actualidad.

Comparativa de objetivos y resultados entre el PNIEC 2020-2030 y PNIEC 2023-2030

		PNIEC 2020	PNIEC 2023
General	Red. de emisiones de GEI respecto a 1990	23%	31%
	Red. de emisiones de GEI respecto a 2005 – Sectores ETS	-61%	-70%
	Reducción de emisiones de GEI respecto a 2005 – Sectores difusos	-39,1%	-43%
	Porcentaje de renovables en la generación eléctrica	74%	81%
	Número de vehículos eléctricos	5 Millones	5,5 Millones
	Número de viviendas rehabilitadas	1.200.000	1.377.000
	Potencia total y renovable del mix energético	Total: 160 GW Ren.: 113 GW	Total: 214 GW Ren.: 160 GW
	Porcentaje renovables sobre energía final	42%	48%
	Eficiencia Energética. Reducción de consumo de energía primaria	-39,5%	-42%
	Eficiencia Energética Reducción de consumo de energía final	-41,7%	-44%
Transporte	Dependencia energética	61%	51%
	Reducción intensidad de emisiones de GEI transporte	-	-16,6%
	Porcentaje de renovables en el sector transporte	15%	25%
Industria	Porcentaje combinado de RFNBO45 + Bios avanzados y biogás del Anexo IX Parte A	2,1%	11%
	Incremento anual de energías renovables en la industria	1,1%	5,1%
	Porcentaje de RFNBO sobre el hidrógeno en la industria	25%	74%
Edificación, calefacción y refrigeración	Energía final procedente renovables en edificios	-	73%
	Aumento anual porcentaje renovables calefacción y refrigeración	0,83% (2021-2025) 1,19% (2026-2030)	1,27% (2021-2025) 2,07% (2026-2030)

Fuente: PNIEC

Para 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI, mientras que el 10% restante será absorbido por los sumideros en coherencia con la estrategia europea, además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable. Además, se prevé una reducción de la importación de combustibles fósiles en 90.700 millones de euros hasta 2030, que supondría una reducción de veintidós puntos porcentuales esta dependencia energética, pasando del 74% en 2019 al 51% previsto en 2030.

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se espera que la penetración de las energías renovables en el sector de generación eléctrica alcance un 74% en 2030, en comparación con el actual porcentaje aproximado de entre el 40% y el 46%.

En lo referente a la eficiencia energética en edificios, el PNIEC da prioridad a la rehabilitación energética de las viviendas, empezando por mejorar la envolvente térmica de los edificios. En el sector transporte, la idea es actuar sobre la movilidad urbana, con una mayor participación de los modos más eficientes, en detrimento del vehículo privado, fomentando el uso compartido, así como la bicicleta y la marcha a pie.

Desde hace algunos años se vienen generalizando en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes, las zonas

de limitación al tráfico de los vehículos más contaminantes. Por lo que, se apuesta por la reducción del tráfico, el uso del transporte público y la movilidad sostenible. Se pretende así mejorar la calidad del aire, disminuyendo las partículas NOx y los gases efecto invernadero.

Para la consecución de todos estos objetivos, se estima una movilización de 294.000 millones de euros durante la década 2022-2030, que va a suponer un aumento del Producto Interior Bruto (PIB) a 34.700 millones de euros en 2030, lo que supone un aumento del PIB del 35% respecto al previsto en el PNIEC 2021-2030. Estas inversiones se reparten entre renovables (40%), ahorro y eficiencia energética (29%), redes (18%) y electrificación (12 %) y otras (1%). Asimismo, va a suponer un impacto sobre el empleo, pasando a 522.000 empleos en 2030, mientras que el PNIEC 2021-2023 preveía 348.000 nuevos empleos en 2030.

Finalmente, a raíz de las reducciones en contaminantes atmosféricos, los beneficios para la salud del Plan Nacional han sido estimados en una reducción de más de 5.800 muertes prematuras por causas asociadas a la contaminación atmosférica para 2030, pasando de 11.952 muertes prematuras en 2019 (según OMS/IHME) a 6.067 en 2030.

Respecto de la situación actual, indicar que a finales de 2024, se publicó en el BOE el Real Decreto 986/2024, de

24 de septiembre, por el que se aprueba definitivamente la nueva actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, confirmando los objetivos previstos, y por tanto, aumentando la ambición climática y la capacidad de España para captar las oportunidades de la transición ecológica, fijando definitivamente el objetivo de consumo final de energía renovable al 48%, el de eficiencia energética al 43%, y fijando un objetivo de reducción de emisiones en 2030 del 32% respecto a 1990, y del 55% respecto a 2005. Además, se ha confirmado, que para el año 2030 se espera tener instalados 62 GW de eólica, 76 GW de fotovoltaica, además de 1,4 GW de biomasa y 22,5 GW de almacenamiento, considerando también la aportación de la solar termoeléctrica.

Hojas de ruta y planes estratégicos

En línea con el PNIEC, y con el objetivo de profundizar en medidas más concretas en los sectores identificados como clave a la hora de la consecución de los objetivos energéticos y ambientales, a lo largo de 2022 se aprobaron, entre otras, las siguientes estrategias y hojas de ruta:

- La Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable
- La Estrategia de Almacenamiento Energético.

- La Hoja de Ruta del Autoconsumo.
- La Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y Energías del Mar.
- La Hoja de Ruta del Biogás.
- La Hoja de ruta para la gestión sostenible de Materias Primas Minerales.

Respecto a la Estrategia de almacenamiento energético, el PNIEC identifica el almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico, de cara a dar apoyo al crecimiento esperado de la generación renovable. De este modo, las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas del PNIEC y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2050, se cuantifican en esta Estrategia en 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050, partiendo de los 8,3 GW disponibles actualmente. Esta previsión responde a un mix de almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional, dado por sistemas de bombeo hidráulico, baterías y otros sistemas de almacenamiento a gran escala, baterías detrás de contador y almacenamiento de energía térmica.

Una de las características de estos sistemas que permiten conservar la energía es su carácter multitecnológico, coexistiendo tecnologías en distintos

grados de madurez, así como con distintos tiempos de respuesta. Esta diversidad provee de una amplia gama de servicios orientados a diversos usos finales (servicios de balance, de flexibilidad, etc.).

Potenciales usos finales de distintas tecnologías de almacenamiento



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021

De manera más concreta, el almacenamiento puede proporcionar servicios al sistema eléctrico como la regulación de frecuencia, la disminución de la congestión de red o la reducción de vertidos en

hibridación con plantas de producción, entre otros. Sin embargo, el desarrollo e implantación de estos sistemas se encuentra con una serie de retos en distintos ámbitos:

- Regulatorio y de mercado, al no disponer de mecanismos para su plena participación en el mercado, ni de señales de precio que incentiven esta.
- Económicos, debido a la falta de rentabilidad en las condiciones actuales de mercado.
- Relativos a la normalización y necesidad de estándares de interoperabilidad, derivados de la necesidad de empleo intensivo de tecnologías de la comunicación y de la interoperabilidad entre los distintos recursos distribuidos.
- Ciberseguridad. Altamente vinculada a la necesidad de comunicación reflejada en el punto anterior.
- Integración sectorial, debido a la necesidad de integración de tecnologías, agentes y sectores.
- Investigación y desarrollo de tecnologías, para el desarrollo y mejora de aquellas tecnologías menos maduras en un contexto de alta competitividad internacional.
- De comportamiento, falta de información o percepción del riesgo, en especial en los consumidores.

- Sociales y medioambientales, procedentes de la necesidad de capacitación de profesionales de los sectores industrial y energético, así como de la necesidad de minimizar el impacto asociado.
- Materiales críticos y estratégicos, relativos al uso de materias escasas como el cobalto, el litio y el grafito.

En consecuencia con los retos detectados, se elaboran las líneas de actuación para la mitigación de estos, definiéndose las siguientes medidas concretas:

1. *Marco regulatorio.*
 - 1.1. *Definición del almacenamiento en el marco legal nacional.*
 - 1.2. *Definición del papel de los titulares de instalaciones de almacenamiento y los servicios que podrán prestar los distintos agentes.*
 - 1.3. *Definición de los servicios de flexibilidad a nivel de la red de distribución.*
 - 1.4. *Modificación de los procedimientos de operación para incorporar la participación del almacenamiento.*
 - 1.5. *Simplificación de trámites y reducción de carga administrativa.*
 - 1.6. *Eliminación de la doble carga de las tarifas de red.*
 - 1.7. *Inclusión del almacenamiento en la planificación de la red de transporte de electricidad.*
 - 1.8. *Desarrollo de instalaciones híbridadas con almacenamiento.*
 - 1.9. *Creación de bancos de pruebas regulatorios para sistemas de almacenamiento.*

2. *Participación en los mercados.*
 - 2.1. *Participación del almacenamiento en los servicios complementarios y mercados del sistema eléctrico.*
 - 2.2. *Evaluación del desarrollo de mecanismos de capacidad adecuados.*
 - 2.3. *Participación en los servicios de balance.*
 - 2.4. *Fomento precios dinámicos de electricidad y tarifas de red en función de su tiempo de uso.*
 - 2.5. *Implementación de mercados locales.*
 - 2.6. *Fomento de señales de inversión para los sistemas de almacenamiento.*

3. *Modelo de negocio.*
 - 3.1. *Promoción de la figura del agregador independiente.*
 - 3.2. *Fortalecimiento y promoción de la industria nacional de almacenamiento para su uso en todas las aplicaciones posibles.*
 - 3.3. *Fomento del autoabastecimiento nacional de las materias primas o componentes básicos.*
 - 3.4. *Impulso del modelo de negocio de segunda vida de las baterías.*
 - 3.5. *Impulso del desarrollo de estándares nacionales para los sistemas de almacenamiento.*
 - 3.6. *Desarrollo de ciberseguridad en los sistemas de almacenamiento.*
 - 3.7. *Garantía en la interoperabilidad de los recursos flexibles y el acceso a la información.*
 - 3.8. *Apoyo a la participación en foros internacionales de la industria nacional.*

- 3.9. *Aprovechamiento del potencial del almacenamiento en la gestión inteligente de la energía.*
- 3.10. *Habilitación del vehículo eléctrico como elemento de flexibilidad.*
- 3.11. *Aprovechamiento de la «ola de renovación» para el almacenamiento en el sector de edificación.*
- 3.12. *Incentivación del uso del almacenamiento en el autoconsumo.*

- 4. *Integración sectorial.*
 - 4.1. *Fomento del hidrógeno renovable.*
 - 4.2. *Desarrollo del power to X.*
 - 4.3. *Aprovechamiento del liderazgo en almacenamiento térmico.*

- 5. *La ciudadanía en el centro.*
 - 5.1. *Fomento de las comunidades de energías renovables.*
 - 5.2. *Adaptación de la formación y planes de estudio.*
 - 5.3. *Cualificación y certificación de los instaladores en el sector residencial.*
 - 5.4. *Difusión, mejora del conocimiento y sensibilización.*
 - 5.5. *Promoción de foros de participación sectoriales.*
 - 5.6. *Impulso del acceso al dato por parte de la ciudadanía.*
 - 5.7. *Promoción de proyectos de almacenamiento en zonas de transición justa.*
 - 5.8. *Impulso de iniciativas de I+D+i en zonas de transición justa a través de CIUDEN.*
 - 5.9. *Sinergias entre las infraestructuras energéticas de las zonas de transición justa y las líneas de actuación de la Estrategia.*

6. *Las palancas del desarrollo tecnológico.*
 - 6.1. *Promoción de la creación de plataformas de laboratorios experimentales y de investigación que aprovechen sinergias.*
 - 6.2. *Mejora de la transferencia de tecnología.*
 - 6.3. *Iniciativas de cuádruple hélice.*
 - 6.4. *Aprovechamiento de las iniciativas europeas y nacionales que funcionen como palanca de impulso a proyectos innovadores.*
 - 6.5. *Promoción de la captación de fondos europeos para la innovación.*
 - 6.6. *Medidas de apoyo para el desarrollo de proyectos piloto.*
 - 6.7. *Intensificación de la I+D+i en almacenamiento a largo plazo.*
 - 6.8. *Fortalecimiento la investigación en tecnologías detrás del contador y su impacto en el sistema.*
 - 6.9. *Investigación avanzada de baterías.*
 - 6.10. *Promoción de la I+D+i en todas las tecnologías.*
 - 6.11. *Apoyo a la I+D+i de las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno renovable.*

7. *Sostenibilidad.*
 - 7.1. *Trazabilidad de origen de los proveedores y de fin de vida de los residuos.*
 - 7.2. *Mejora de la gestión de residuos de baterías gastadas.*
 - 7.3. *Estrategia de Economía Circular.*
 - 7.4. *Promoción de modelos de negocio orientados a la valorización de los residuos procedentes de las tecnologías de almacenamiento energético.*
 - 7.5. *Materiales críticos.*

8. *Necesidades en los sistemas insulares y aislados.*
 - 8.1. *Generación de mecanismos incentivos para el despliegue del almacenamiento energético en sistemas insulares y aislados.*
 - 8.2. *I+D+i en zonas aisladas y de baja interconexión.*
 - 8.3. *Utilización del almacenamiento energético como fuente de desarrollo tecnológico e industrial.*
9. *Gobernanza.*
 - 9.1. *Participación de entes regionales y locales.*
 - 9.2. *Seguimiento del desarrollo de la Estrategia de Almacenamiento Energético.*
 - 9.3. *Actualización de la Estrategia de Almacenamiento Energético.*
 - 9.4. *Sistema de monitorización y gestión de datos por parte de la Administración.*
10. *Análisis prospectivo.*
 - 10.1. *Definición de las necesidades de almacenamiento energético.*
 - 10.2. *Evaluación del coste-beneficio del almacenamiento energético.*
 - 10.3. *Análisis del ciclo de vida: impacto medioambiental y social del almacenamiento energético.*

La Hoja de Ruta del Autoconsumo es identificada como una de las principales palancas para lograr los objetivos de potencia instalada renovable, debido a la mejor integración de las infraestructuras, la reducción

de pérdidas, el aprovechamiento del espacio urbano y la concienciación energética que generan esta tipología de instalaciones.

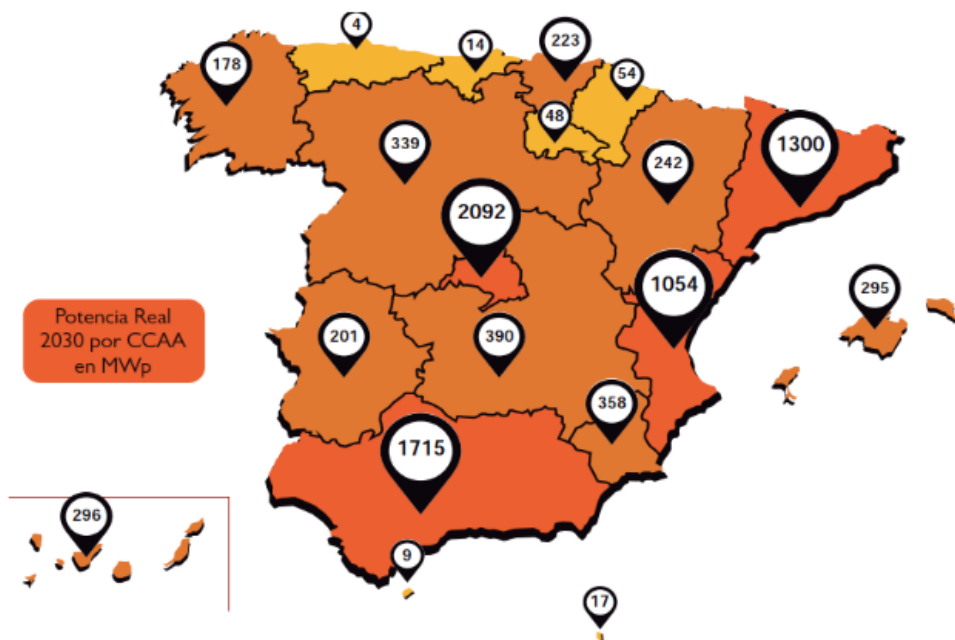
Los análisis de potencial realizados arrojan un objetivo de 9 GW de potencia instalada en autoconsumo para 2030 en un escenario base, pudiendo alcanzar los 14 GW en un escenario muy favorable de alta penetración. Puestos en contexto, estos valores formarían parte del objetivo de más de 122 GW de generación renovable fijados por el PNIEC para 2030 y tendrían una segmentación orientativa como la que se indica a continuación:

Escenarios de penetración del autoconsumo a 2030

Tipo de consumidor	2030	
	Escenario OBJETIVO (GW)	Escenario ALTA PENETRACIÓN (GW)
Comercial	5,77	7,65
Residencial plurifamiliar	1,985	3,84
Residencial unifamiliar	0,08	0,91
Industrial	1,14	1,60
TOTAL NACIONAL	8,83	14,01

Fuente: Hoja de Ruta del Autoconsumo del MITECO

Asimismo, la distribución geográfica de dicho potencial se repartiría de manera desigual entre las distintas Comunidades Autónomas, siendo Madrid, Andalucía y Cataluña, respectivamente, las CCAA con mayor potencial de implantación:



Fuente: Hoja de Ruta del Autoconsumo del MITECO

Asimismo, en el marco de elaboración de la Hoja de Ruta, se detectan los siguientes retos a los que se enfrenta el sector del autoconsumo: (i) barreras económicas y administrativas; (ii) información y sensibilización; (iii); capacitación y cadena de valor, (iv) autoconsumo colectivo y participación ciudadana; (v) gestión del autoconsumo; (vi) desarrollo en ámbitos prioritarios de despliegue; (vii) almacenamiento y agregación; (viii) acceso a información energética; (ix) digitalización y seguridad y (x) reciclaje

Una vez identificadas dichas barreras, se concretan 37 medidas, cuya aplicación favorecerá el desarrollo del autoconsumo:

1. *Programas de ayudas al autoconsumo para la reactivación del sector.*
2. *Mesa Nacional de Autoconsumo para la coordinación entre administraciones.*
3. *Grupo de trabajo con Entidades Locales.*
4. *Publicación de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo.*
5. *Publicación de orientaciones técnicas.*
6. *Difusión, mejora del conocimiento y sensibilización.*
7. *Oficina de autoconsumo.*
8. *Formación para mejorar las competencias técnicas en EE.RR. para autoconsumo.*
9. *Inclusión de la perspectiva de género en la formación especializada.*
10. *Adaptación de la formación y planes de estudio.*
11. *Puesta en valor de la cadena de valor existente.*
12. *Fortalecer la cadena de valor del autoconsumo.*
13. *Actualización de la Ley de Propiedad Horizontal.*
14. *Grupo de trabajo sobre autoconsumo en comunidades de propietarios.*
15. *Mayor flexibilidad en la actualización de los autoconsumos colectivos.*
16. *Gestor de autoconsumo colectivo.*
17. *Autoconsumo a través de red en cualquier nivel de tensión.*

18. *Reparto variable y dinámico de la energía en autoconsumos colectivos.*
19. *Impulso a las comunidades energéticas.*
20. *Actualización y adaptación de los protocolos y formatos.*
21. *Mejora de las comunicaciones con compañías eléctricas.*
22. *Adecuación de procedimientos de acceso y conexión.*
23. *Transparencia de los costes de acceso y conexión.*
24. *Medidas correctivas ante incumplimientos.*
25. *Actualización y adaptación de la normativa y reglamentos técnicos.*
26. *Impulsar el autoconsumo en las zonas de transición justa.*
27. *Autoconsumo colectivo de carácter social.*
28. *I+D+i en zonas aisladas y de baja interconexión.*
29. *Impulso al autoconsumo con almacenamiento.*
30. *Promover la figura del agregador independiente.*
31. *Impulsar el acceso del ciudadano a sus datos energéticos.*
32. *La ciberseguridad en el autoconsumo.*
33. *Mejorar la gestión de residuos y economía circular.*
34. *Impulsar la incorporación de baterías de segunda vida en el autoconsumo.*
35. *Promover modelos de negocio orientados a la valorización de los residuos procedentes del autoconsumo.*
36. *Observatorio IDAE del Autoconsumo.*
37. *Seguimiento del desarrollo y actualización de la Hoja de Ruta del Autoconsumo.*

Estas Estrategias y Hojas de Ruta forman, junto a otros documentos como la Hoja de Ruta del Hidrógeno, la Hoja de Ruta del Biogás, la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar, la Estrategia de Transición Justa, la Estrategia Nacional de lucha contra la Pobreza Energética, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo y el propio PNIEC, constituyen el Marco Estratégico de Energía y Clima, que se presenta como una oportunidad para la modernización de la economía española, la creación de empleo, el posicionamiento de liderazgo de España en las energías y tecnologías renovables que dominarán la próxima década, el desarrollo del medio rural, la mejora de la salud de las personas y el medio ambiente, y la justicia social. ■



NOVEDADES REGULATORIAS 2025

El año 2025 ha estado marcado por una combinación de factores que han tensionado de forma notable el marco regulatorio del sector eléctrico y, en particular, la posición de los productores renovables. A diferencia de 2024 -un ejercicio sin mucha relevancia normativa-, en 2025 confluyeron varios elementos que obligaron a dar respuesta de forma continua y acelerada.

Sin duda alguna, el gran hito que condicionó todo el ejercicio fue el apagón eléctrico de finales de abril, que afectó a la práctica totalidad del sistema peninsular; el famoso “cero absoluto”. A partir de ese momento, la prioridad del legislador pasó a ser la seguridad de suministro, y ello se tradujo en un cambio sustancial en la forma de operar el sistema. Así, Red Eléctrica puso en marcha lo que se denominó una operación reforzada, basada en criterios más conservadores de control de tensión, estabilidad y reserva, que se mantuvo durante todo 2025. Esta nueva forma de operar tuvo consecuencias directas sobre la programación, los mercados de ajuste y las restricciones técnicas, y evidenció de manera clara las limitaciones del sistema eléctrico actual en un contexto de elevada penetración renovable asíncrona.

Este cambio operativo vino acompañado de una revisión y endurecimiento de los procedimientos de operación, impulsada por la CNMC a lo largo de 2025, con mayores exigencias técnicas para las instalaciones de generación renovable, especialmente en lo relativo a control de tensión, respuesta ante perturbaciones, adscripción a centros de control y envío de telemidas. Todo ello se produjo en paralelo a un discurso cada vez más explícito, tanto desde el operador del sistema como desde el regulador, sobre la necesidad de acelerar el despliegue del almacenamiento como elemento estructural del sistema eléctrico y no únicamente como un complemento opcional a la generación renovable.

A este contexto operativo se sumó un segundo elemento de enorme relevancia para los productores del RECORE: la volatilidad del precio diario del mercado eléctrico. Durante 2025 se alcanzó un récord histórico de horas con precios cero y, sobre todo, precios negativos, las cuales, además se concentraron principalmente en horas solares. Este fenómeno tuvo un impacto directo y muy significativo sobre las instalaciones acogidas al Régimen Retributivo Específico, al activar de forma recurrente los mecanismos previstos en el RD 413/2014 relativos al cómputo de las horas equivalentes de funcionamiento.

Conviene recordar que, de acuerdo con la redacción original de dicho Real Decreto, cuando el precio del mercado diario se sitúa durante seis o más horas consecutivas a cero o en negativo, la energía producida en esas horas no computa como horas equivalentes de funcionamiento. Esto impacta directamente en la retribución de los productores renovables, puesto que, si como consecuencia de ello, una instalación no alcanza las horas mínimas anuales exigidas —945 horas para instalaciones fijas, 1.205 horas para instalaciones con seguimiento a un eje y 1.218 horas para doble eje—, se aplica un ajuste a la retribución a la inversión (R_{inv}) conforme a la fórmula establecida en la norma. Además, es importante destacar que cuanto más se aleje la producción de las horas mínimas el ajuste se incrementa de forma exponencial.

Como se ha comentado a lo largo de este informe, en 2025 el número de horas con precios cero y/o negativos durante seis o más horas consecutivas se situó en torno a 785 horas, y la práctica totalidad de ellas coincidieron con horas de producción solar. Teniendo en cuenta que la producción medida de las instalaciones del RECORE se sitúa en el entorno de 1.500-2.000 horas equivalentes -dependiendo de la ubicación y la tecnología-, la quita de estas horas de producción ha supuesto un riesgo muy

elevado de no alcanzar los umbrales mínimos, con el consiguiente ajuste retributivo. En términos agregados, el impacto potencial de estos ajustes se estima en torno al 25% del total de la retribución, generando una elevada preocupación e incertidumbre entre los productores.

Con el objetivo de paliar esta situación excepcional, en junio de 2025 se aprobó el Real Decreto-ley 7/2025, que contemplaba, entre otras medidas, una reducción extraordinaria del 25% de las horas mínimas y de los umbrales de funcionamiento aplicables durante el ejercicio 2025. Sin embargo, el 23 de julio de 2025 el Congreso no procedió a su convalidación, dejando sin efecto dichas medidas. A la fecha de elaboración de este informe, esta situación no ha sido corregida, manteniéndose un elevado grado de incertidumbre para los productores afectados.

No obstante, a finales de año se aprobó el Real Decreto 917/2025, que introdujo una modificación relevante del RD 413/2014. Esta norma estableció que, con efectos desde el 1 de enero de 2024, únicamente se dejará de computar como horas equivalentes de funcionamiento la energía producida cuando el precio del mercado sea negativo durante seis o más horas consecutivas, eliminando el criterio anterior que incluía también las horas a precio cero. Como consecuencia de este cambio, el número de horas

excluidas del cómputo se reduce de forma significativa, pasando de unas 785 horas a aproximadamente 458 horas. Aun así, el impacto sigue siendo muy relevante para un número elevado de instalaciones del RECORE.

Junto a estos aspectos, 2025 también fue el año en el que se culminó la reforma del mercado diario, adaptándolo a la negociación en periodos de 15 minutos, tal y como exigía la Unión Europea. Aunque la Resolución de la CNMC que regula este cambio se aprobó en febrero, su aplicación efectiva no tuvo lugar hasta el mes de octubre. Este cambio resulta especialmente relevante para las instalaciones que venden su energía directamente a mercado, pero también tiene implicaciones indirectas para los pequeños productores del RECORE, en la medida en que la referencia a seis horas consecutivas de precios negativos pasa, en la práctica, a materializarse en secuencias de veinticuatro periodos cuarto-horarios consecutivos, lo que previsiblemente reducirá ligeramente el número de episodios computables a estos efectos en ejercicios posteriores.

Finalmente, todo lo anterior se ha desarrollado en un contexto en el que el sistema eléctrico afronta un problema creciente de demanda. De forma paralela al exceso de generación en determinadas horas, las redes de transporte y distribución no están siendo capaces de

absorber nuevas solicitudes de suministro al ritmo que exige la electrificación de la economía. Los mapas de capacidad publicados a lo largo del año muestran que una parte muy significativa de la red, tanto en transporte como en distribución, presenta ya saturaciones relevantes para nueva demanda, lo que está condicionando el desarrollo de nuevos consumos eléctricos, industriales y terciarios y complica, aún más, la planificación del sistema.

De forma somera, la principal normativa aprobada de forma cronológica durante 2025 ha sido la siguiente:

[Resolución de 28 de febrero de 2025, de la CNMC, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad](#)

Esta Resolución adapta el funcionamiento del mercado ibérico de electricidad a la negociación en periodos de 15 minutos, en línea con la normativa comunitaria. Los principales aspectos introducidos son los siguientes:

- Adaptación a la negociación cuarto-horaria (MTU15), pasando el mercado diario de 24 a 96 periodos.
- Eliminación de las ofertas complejas tradicionales del MIBEL e introducción de nuevas tipologías de ofertas (ofertas simples, ofertas complejas escalables, bloques simples y grupos exclusivos de bloques).

- Adecuación de los procesos de liquidación para garantizar la compatibilidad con el Régimen Económico de Energías Renovables en el periodo de programación de menor duración existente.

Real Decreto-ley 7/2025, de medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico

Este Real Decreto-ley incluía un amplio conjunto de medidas en materia de generación, autoconsumo, almacenamiento y procedimientos administrativos. Entre ellas, destacaban:

- La reducción extraordinaria del 25% de las horas mínimas y de los umbrales de funcionamiento para las instalaciones del RECORE durante el ejercicio 2025.
- Diversas medidas de impulso al almacenamiento energético y de simplificación administrativa.
- Modificaciones relevantes en materia de autoconsumo.

En todo caso, y como se comentaba anteriormente, este RDL no fue convalidado por el Congreso, por lo que las medidas incluidas quedaron sin aplicación.

Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014

Esta es la norma más relevante del año para los productores acogidos al RECORE. De forma muy resumida, introduce modificaciones sustanciales y, en la mayor parte de los casos, favorables para los productores del RECORE:

- Con efectos desde el 1 de enero de 2024, solo se excluye del cómputo de horas equivalentes la energía producida cuando el precio del mercado sea negativo durante seis o más horas consecutivas.
- Con efectos desde el 1 de enero de 2024, la energía no evacuada por restricciones técnicas se computa como horas equivalentes de funcionamiento. Esto afecta a los parques que tienen telecontrol y teledisparo -agrupaciones de $P \geq 5\text{MW}$ en la península y 1MW en los sistemas no peninsulares-.
- A partir del 1 de enero de 2026, se introducen reglas específicas para instalaciones del RECORE híbridadas con almacenamiento.
- A partir del 1 de enero de 2026, los ajustes por incumplimiento de horas mínimas se aplicarán exclusivamente sobre la Rinv.

Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, de medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico

Este Real Decreto está orientado principalmente a los nuevos desarrollos renovables y a la simplificación administrativa, aunque incluye un aspecto relevante para instalaciones existentes:

- Se clarifica la definición de potencia a efectos de autorizaciones administrativas, permitiendo la sustitución de inversores por otros de distinta potencia nominal siempre que exista un certificado del fabricante que limite la potencia al valor original, evitando que dicha sustitución sea considerada una modificación sustancial.
- Se introducen criterios más detallados para la determinación de la potencia en módulos de generación y almacenamiento, incluyendo módulos bifaciales.
- Se simplifican procedimientos para proyectos de almacenamiento hibridado que no requieran evaluación ambiental.
- Se redefine el régimen de autorizaciones de explotación, distinguiendo entre explotación provisional para pruebas y explotación definitiva.
- Se incorpora una definición expresa del concepto de repotenciación.

Orden TED/1252/2025, de 27 de octubre sobre garantías de origen.

Esta Orden introduce una modificación relevante para los productores del RECORE en relación con las garantías de origen, dado que se elimina la obligación de destinar los ingresos obtenidos por la venta de garantías de origen a nuevos desarrollos renovables o a actividades de I+D+i. Además, se elimina la restricción a la exportación de las garantías de origen correspondientes a instalaciones con derecho a régimen retributivo específico.

Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible

En el ámbito del autoconsumo, esta Ley introdujo una novedad relevante, dado que se permite que un consumidor pueda estar asociado simultáneamente a un autoconsumo individual sin excedentes y a un autoconsumo a través de red.

Real Decreto-ley 16/2025, de 23 de diciembre

Este Real Decreto-ley incluía, entre otros muchos aspectos, medidas fiscales favorables al autoconsumo y a la movilidad eléctrica, como la amortización acelerada en el Impuesto sobre Sociedades y determinadas deducciones fiscales vinculadas a la eficiencia energética. Al tratarse de una norma de carácter “ómnibus”, su tramitación

parlamentaria fue compleja y parte de las medidas incluidas tuvieron que ser posteriormente reconsideradas.

Como se ha comentado en este apartado, a lo largo de 2025 se aprobaron bastantes normas de calado, muchas de ellas como respuesta a problemas concretos -operativos, económicos o de seguridad de suministro-, pero sigue faltando regulación que de respuesta a todos los problemas actuales. De hecho, y de cara a 2026, el propio regulador y la Administración han venido señalando la necesidad de acometer varios desarrollos normativos relevantes. Entre ellos, destacan la modificación del Real Decreto 244/2019 de autoconsumo, y la definición de mecanismos retributivos específicos para el almacenamiento.

Sin embargo, el contexto político actual dificulta anticipar con certeza el alcance, el calendario e incluso la aprobación efectiva de estas normas. La fragmentación parlamentaria, el recurso recurrente a reales decretos-ley de difícil convalidación y la experiencia reciente de normas que decaen tras su aprobación inicial introducen un elemento adicional de incertidumbre regulatoria que el sector deberá seguir gestionando en el corto y medio plazo.

Entodocaso,ycomocorolariodeesteapartado,se debe destacar como buena noticia para los productores del RECORE que, con fecha 2 de febrero de 2026, se publicó la Orden TED 53/2026 de parámetros retributivos para el semiperiodo comprendido entre 2026-2028. Aunque es objeto de otro apartado de este informe, conviene añadir que esta orden mejora sustancialmente los parámetros retributivos de las instalaciones respecto de los percibido en el semiperiodo regulatorio anterior. Además, se modifican a la baja las horas mínimas de funcionamiento y los umbrales de funcionamiento, disminuyendo las incertidumbres asociadas a las horas del mercado con precios negativos. ■



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica

ASISTENCIA
JURÍDICA

ASISTENCIA
TÉCNICA

ACTOS, JORNADAS
Y FORMACIONES

ASISTENCIA
FISCAL

ATENCIÓN
AL SOCIO

INFORMACIÓN
SECTORIAL

RED DE PROVEEDORES
RECOMENDADOS CON SERVICIOS Y
DESCUENTOS CONCERTADOS

EL IMPACTO DE LAS HORAS NEGATIVAS EN LA RETRIBUCIÓN DE LOS PRODUCTORES DEL RECORE

Introducción. Las horas equivalentes de funcionamiento y su aplicación en el cálculo de la Retribución a la Inversión -Rinv- y la Retribución a la Operación -Ro-.

El Régimen Retributivo Específico se basa en la percepción de unos ingresos derivados de la participación en el mercado y de una retribución adicional -Rinv y Ro- de forma que, con los ingresos netos obtenidos -descontando los costes de explotación- durante la vida útil regulatoria y partiendo de una inversión inicial reconocida, las instalaciones tipo obtengan una rentabilidad razonable.

Tanto la retribución del precio del mercado como la Retribución a la Operación -aunque esta con ciertos límites- están vinculadas a la producción de la instalación. Por su parte, el componente Rinv -que de media supone más de un 75% de la retribución global- está vinculado directamente a la potencia instalada. Sin embargo, es necesario asegurar que la planta está produciendo. Así, y a los efectos del sistema retributivo, la producción de una instalación fotovoltaica se mide

en “horas equivalentes de funcionamiento” -Heq o Nhinst-, que se calculan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Heq/Nhinst = \frac{\text{Producción de la instalación}}{\text{Potencia nominal de la instalación}}$$

Para que las instalaciones tengan garantizado el 100% de la Rinv y la Ro, estas deben alcanzar unas “horas mínimas de funcionamiento” -Nhmin- definidas para cada Instalación tipo -IT- y semiperiodo regulatorio. Además, la norma establece el concepto de “umbral de funcionamiento” -Uf- por debajo de cual, se pierde el 100% de la Retribución Rinv y Ro.

A modo de ejemplo, para los semiperiodo 2023-2025 y 2026-2028, las horas mínimas de funcionamiento y umbrales de funcionamiento por tecnología fotovoltaica son las que se detallan en la tabla adjunta.

Horas equivalentes mínimas y umbral de funcionamiento 2023-2025 y 2026-2028

Tecnología	Heq _{min} y Uf por instalación tipo				Variación	
	2023-2025 ¹		2026-2028 ²		Heq _{min}	Uf
Heq _{min}	Uf	Heq _{min}	Uf	Heq _{min}		
Fija	945	553	424	212	-55%	-62%
S1E	1.205	703	541	270	-55%	-62%
S2E	1.218	711	547	273	-55%	-62%

1 Orden TED 743/2023

2 Order TED 53/2026 parámetros retributivos 2026-2028

Hasta el ejercicio 2025¹, a la Rinv y a la Ro de cada instalación se le aplica un coeficiente “d” que mide el total de la retribución. Ese se calcula de la siguiente manera:

$$d = \frac{Nhinst - Uf}{Nhmin - Uf}$$

Nota: Si el coeficiente “d” es mayor o igual a 1 toma el valor 1 y si es menor que cero toma el valor 0.

El artículo 21.2 del RD 413/2014 sobre el tratamiento de las horas en las que el mercado tiene precio cero y/o negativo y el impacto en 2025

Tras la su reciente modificación por el RD 917/2025, el artículo 21.2 del RD 413/2014, que define las horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción, establece que cuando el mercado tenga durante 6 o más horas consecutivas precio negativo esa energía no se computa como horas equivalentes de funcionamiento:

<<2. A estos efectos se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica en un periodo determinado como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo periodo, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW. [...].

¹ Tras la aprobación del RD 917/2025 el coeficiente “d” solo aplica a la Rinv. Deja de aplicarse sobre la Ro

A los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento no se considerará la energía vendida en el mercado ni, en el caso de las cogeneraciones, la energía generada en barras de central, en aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son negativos durante todos los periodos de negociación correspondientes a seis horas naturales completas consecutivas o más. Este párrafo no resultará de aplicación a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares.

En aquellas horas no contempladas en el párrafo anterior, se tendrá en cuenta el efecto sobre la generación causado por el proceso para la solución de restricciones técnicas gestionado por el operador del sistema.>>

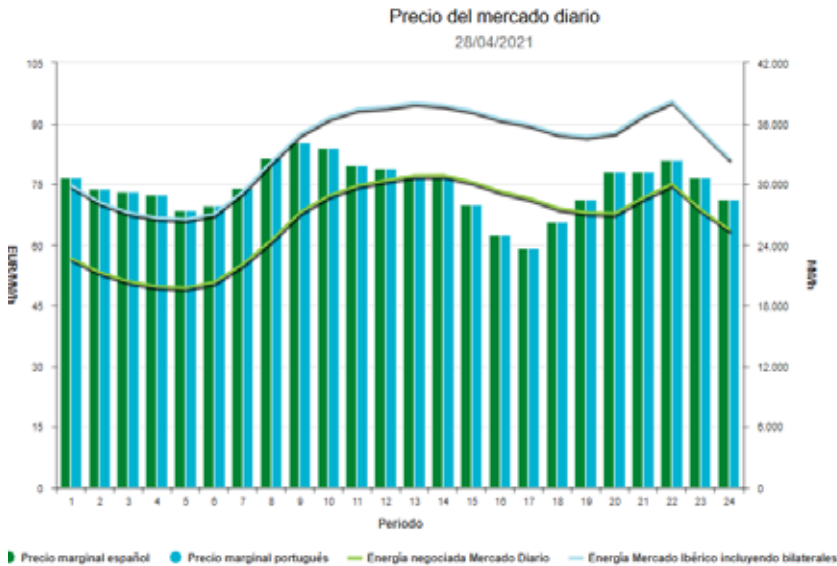
Las horas con precios negativos en 2024 y 2025

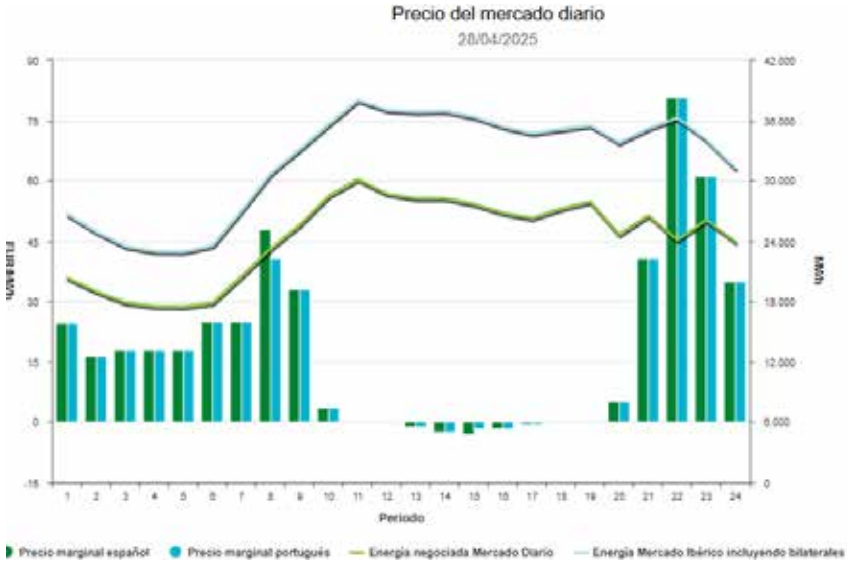
Hasta 2023, las horas con precios cero y negativos eran residuales y se concentraban en horas nocturnas que no coincidían con producción fotovoltaica.

Sin embargo, la penetración de las energías renovables ha redundado en un cambio de paradigma en el precio del mercado eléctrico. Dado que estas entran a precio 0 en el mercado, al ser tecnologías precio-aceptantes, cuanto más energía renovable entre en el mercado menor será el precio de este. A este efecto se le llama “curva de pato”

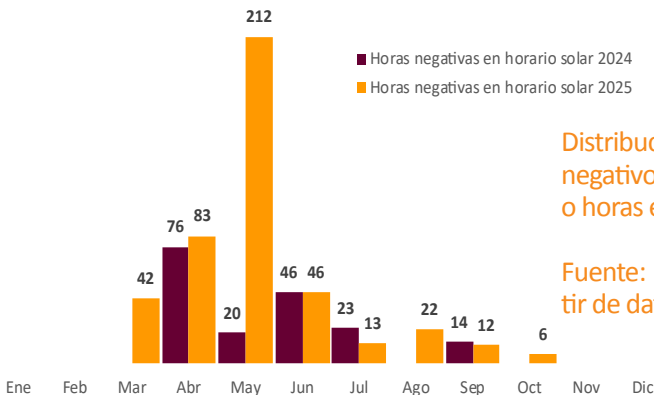
porque se parece a la forma de un pato, con una espalda alta y una panza baja. Durante el día, la generación renovable -principalmente fotovoltaica- es muy elevada, lo que reduce la demanda en el sistema, pero cuando el sol se pone, la demanda de energía aumenta bruscamente, creando una especie de "pico" en la curva de demanda. Esta circunstancia afecta sustancialmente al precio del mercado de forma que, entre la disminución de la demanda y el exceso de generación renovable, el precio en ciertas horas solares se reduce hasta prácticamente 0€/MWh. Por el contrario, el precio en horas no solares se incrementa sustancialmente.

A modo de ejemplo de lo anterior, la siguientes gráficas muestran cómo ha variado la curva de mercado en los últimos años debido a la penetración de la fotovoltaica.





Como se puede observar en el ejemplo anterior, la curva se ha modificado drásticamente y los precios en horas solares se han desplomado respecto de los históricos habituales. De hecho, atendiendo a los datos de CNMC el total de horas negativas en horas solares que no computan a los efectos de las “Nhist” han sido 179 y 436 horas para los ejercicios 2024 y 2025, respectivamente.



Distribución mensual de precios negativos consecutivos durante 6 o horas en 2024 y 2025

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE

El impacto de las horas con precios negativos en 2024 para los productores del RECORE

El año 2024 presentó una casuística muy especial. Hasta la publicación del RD 917/2025 no solo no computaban como horas equivalentes de funcionamiento las que tenían precios negativos sino también aquellas con precios cero. De hecho, en su conjunto, ambas sumaban aproximadamente 588 horas. Esta situación derivó en coeficientes d menores que cero y, consecuentemente, devolución de exceso de ingresos percibidos en las últimas liquidaciones para un número muy elevado de productores. De hecho, en los casos más extremos, a ciertos productores se les obligó a devolver todo lo percibido.

Sin embargo, con la aprobación del RD 917/2025 al eliminarse la referencia a los precios cero, las horas totales que quedaron fuera de cómputo de cara a las horas equivalentes se redujeron a 179, por lo que en la liquidación L15/2024 del mes de noviembre de 2025 (este año denominada L16 por un error operativo), a la mayor parte de los productores se les devolvió una cantidad relevante de dinero. Así pues, y en su conjunto, el impacto de las horas negativas en 2024 no fue excesivamente relevante.

El impacto de las horas con precios negativos en 2024 y 2025 para los productores del RECORE

A diferencia del año 2024, que, como se comentó anteriormente tuvo un impacto no excesivamente negativo debido al volumen total de horas negativas -179-, en 2025 sí que puede llegar a serlo, con independencia de que las instalaciones encuentren en correcto estado de operación y mantenimiento. A modo orientativo, una instalación fotovoltaica de tecnología fija, perfectamente mantenida y con los equipos principales renovados -módulos e inversores- presenta una producción media en torno a 1.600 horas equivalentes de funcionamiento anuales, mientras que en el caso de instalaciones con seguimiento a uno o dos ejes esta producción se sitúa habitualmente en el entorno de 1.800 horas equivalentes. Estas cifras corresponden a una media peninsular, que incluye tanto zonas de alta irradiación como emplazamientos del norte peninsular con menor recurso solar.

Si se descuentan del cómputo anual las horas afectadas por precios negativos conforme al artículo 21.2 del RD 413/2014, el margen disponible para alcanzar las horas mínimas de funcionamiento se reduce de forma muy relevante. De hecho, tal y como

se desprende de la tabla “Nhmin y Uf por instalación tipo”, esta reducción incrementa de manera notable la probabilidad de que el coeficiente d -que ajusta la Retribución a la Inversión- resulte inferior a la unidad e, incluso, nulo en determinados casos.

Este riesgo se acentúa especialmente en aquellas instalaciones ubicadas en el norte peninsular, donde la producción anual se sitúa estructuralmente en la parte baja de la horquilla. En estos emplazamientos, la concurrencia de un número elevado de horas con precios negativos durante periodos solares puede provocar que, aun con una operación normal de la planta, no se alcancen las horas mínimas exigidas, quedando la instalación expuesta a ajustes retributivos relevantes.

A esta circunstancia se suma un elemento estructural del parque existente que resulta determinante: la degradación natural de los módulos fotovoltaicos. En condiciones normales, los módulos presentan tasas de degradación del orden del 0,5% anual, lo que implica una pérdida progresiva de producción a lo largo de la vida útil de la instalación. Este efecto adquiere especial relevancia si se considera que más del 80% de las

instalaciones fotovoltaicas acogidas al RECORE cuentan con una antigüedad aproximada de 17 años, de modo que la producción real de una parte significativa del parque se sitúa sensiblemente por debajo de las medias teóricas de referencia.

En este contexto, alcanzar producciones del orden de 1.600 horas equivalentes en tecnología fija —o 1.800 horas en instalaciones con seguimiento— se convierte en un objetivo cada vez más exigente, incluso en plantas correctamente explotadas. Por ello, en el escenario actual resulta crítico prestar una atención especial al mantenimiento de las instalaciones y, cuando proceda, a la renovación o reposición de módulos fotovoltaicos, como únicas palancas efectivas para mitigar el riesgo de no alcanzar las horas mínimas de funcionamiento y verse expuesto a ajustes retributivos significativos.

La previsión de 2026

Si bien es pronto para aventurar con precisión el funcionamiento del mercado en 2026, existen ya suficientes elementos objetivos como para anticipar algunas tendencias claras. El parque renovable continuará incrementándose año a

año, especialmente en tecnología fotovoltaica, y este crecimiento se está produciendo a un ritmo superior al de la incorporación de nuevas demandas eléctricas y, sobre todo, del despliegue efectivo de almacenamiento. En este contexto, y mientras el almacenamiento no entre de forma masiva en el sistema, el fenómeno de los precios bajos y negativos tenderá a cronificarse, pasando de ser un episodio coyuntural a constituir un elemento estructural del mercado eléctrico.

Con la información disponible a cierre de 2025, el escenario más probable para 2026 apunta a la repetición de episodios de precios negativos de carácter estacional, concentrados principalmente entre los meses de marzo y julio, coincidiendo con los periodos de mayor producción solar y menor demanda relativa. A partir de ese momento, conforme se reduce la generación fotovoltaica y aumenta la demanda, estos episodios tenderán a atenuarse de forma progresiva, siendo previsiblemente muy reducido su impacto durante los últimos y primeros meses del año.

De hecho al cierre de la presente versión anual de este anuario, durante los meses de enero y febrero

de 2026 han empezado a producirse los primeros días con más de seis horas consecutivas en las que el mercado presenta precios negativos.

Este escenario viene parcialmente mitigado por la nueva Orden de parámetros retributivos para el periodo 2026-2028, que reduce de forma sustancial tanto las horas mínimas de funcionamiento como los umbrales de funcionamiento aplicables a las distintas instalaciones tipo (un 55% y 62%, respectivamente). Como consecuencia de ello, las instalaciones que se encuentren en buenas condiciones de operación y mantenimiento no deberían, en términos generales, presentar dificultades significativas para alcanzar los valores exigidos, incluso en un entorno de precios bajos o negativos recurrentes. Esto, en todo caso, no elimina la necesidad de realizar un análisis individualizado del estado real de cada instalación. En un parque con una antigüedad media elevada, la revisión de la degradación efectiva de los módulos y, en su caso, la sustitución de aquellos que presenten pérdidas de rendimiento significativas se convierte en una actuación altamente conveniente para asegurar los ingresos regulados de los productores. ■

FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Entendimiento del mercado

El mercado eléctrico español (en adelante, el “pool”) se caracteriza por la complejidad de los procesos que tienen lugar a lo largo de cada jornada de operación. Esta complejidad se traduce en un conocimiento limitado de su funcionamiento por parte de la mayoría de los consumidores y, en muchos casos, también por parte de agentes que participan indirectamente en el sector eléctrico. Por este motivo, resulta necesario ofrecer una visión ordenada y comprensible de los distintos mecanismos que intervienen en la formación del precio y en la operación del sistema.

Esquema del mercado eléctrico español

Horizonte temporal	Mercado	Operador	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercados a plazo
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado Diario	OMIE	Energía horaria	Mercado diario
	Mercado de Restricciones	REE	Energía a Subir y a Bajar PDBF	
	Mercado de Reserva adicional de potencia a Subir	REE	Potencia adicional grupos térmicos PDVP	
	Regulación Secundaria	REE	Banda de Potencia y Energía	
Día del despacho (D)	Intradía	OMIE	Energía Horaria	Mercados de corto plazo
	Restricciones Técnicas MI	REE	Energía a Subir y a Bajar PHF	
	Gestión de Desvíos	REE	Energía a Subir y a Bajar	
	Reserva Terciaria	REE	Reserva de potencia a Subir y a Bajar	
	Solución RT en tiempo real	REE	Energía a Subir y a Bajar P48	

Para comprender su funcionamiento es importante tener en cuenta que la energía eléctrica se intercambia en distintos mercados, cada uno con una función específica dentro del proceso global de programación, ajuste y operación del sistema eléctrico.

En primer lugar, se encuentran los mercados a plazo, gestionados por OMIP, en los que los agentes —principalmente generadores, comercializadoras y grandes consumidores— negocian contratos de energía con entrega futura (mensual, trimestral o anual). Estos mercados permiten fijar precios con antelación y reducir la exposición a la volatilidad del mercado diario, ofreciendo estabilidad tanto a compradores como a vendedores.

Asimismo, existe el mercado diario de producción, regulado por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y por las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción. Este mercado está gestionado por OMIE y constituye el principal mecanismo de formación de precios a corto plazo. En él se intercambia la energía que se producirá y consumirá el día siguiente, si bien, tras su adaptación a la normativa europea, la casación se realiza actualmente en periodos cuarto-horarios, en lugar de horarios.

El funcionamiento del mercado diario se basa en la presentación de ofertas de compra y venta por parte de los agentes. Los compradores son, fundamentalmente, comercializadoras, consumidores directos y agentes intermediarios, mientras que los vendedores son los productores de energía y otros agentes habilitados. A partir de estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda para cada periodo de programación del día siguiente, ordenando las ofertas de venta de menor a mayor precio y las de compra en sentido inverso.

En cuanto a la estructura de la oferta, es importante señalar que las tecnologías no gestionables, como la nuclear y las energías renovables (incluida la hidráulica fluyente), suelen ofertar su energía a precios muy bajos o nulos, al no poder decidir el momento exacto de su producción. Estas instalaciones actúan, por tanto, como tecnologías precio-aceptantes. A continuación, entran en la curva el resto de tecnologías gestionables, que ofertan teniendo en cuenta sus costes variables de producción y su capacidad para modular la generación.

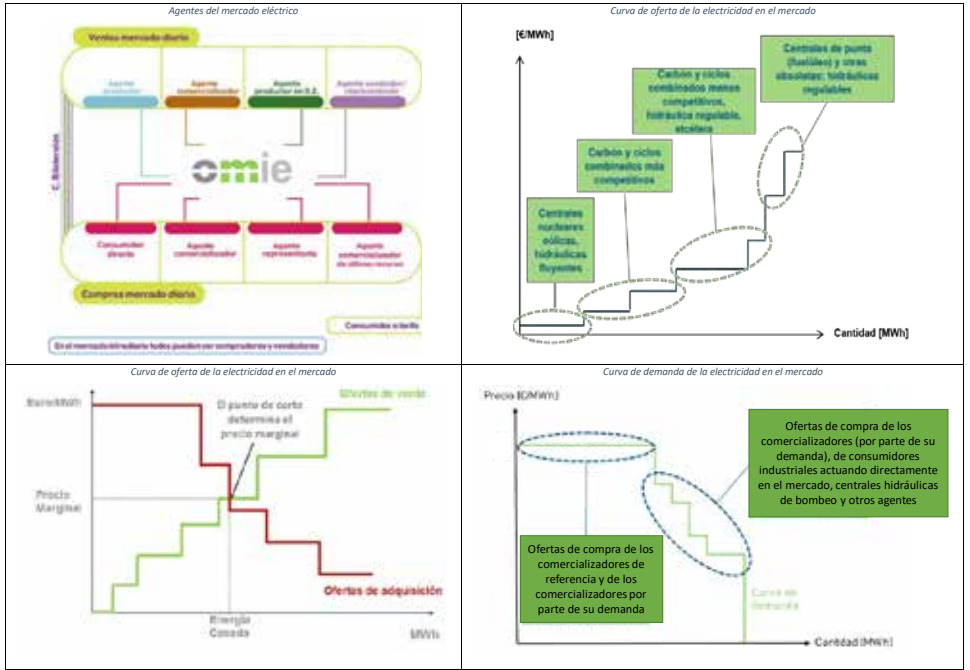
Conviene precisar que la entrada prioritaria de las energías renovables en la casación no responde a una preferencia automática en el mercado, sino al hecho de que ofertan a precios más bajos. La prioridad de

despacho recogida en la normativa sectorial solo opera en igualdad de condiciones económicas, es decir, cuando las ofertas presentan el mismo precio.

Por el lado de la demanda, las comercializadoras y los consumidores presentan ofertas que reflejan sus necesidades de energía y su disposición a pagar. El punto en el que se cruzan las curvas de oferta y demanda determina el precio del mercado para cada periodo de programación. El mercado eléctrico español es un mercado marginalista, de modo que el precio viene fijado por la última oferta aceptada, retribuyéndose a ese mismo precio toda la energía casada en dicho periodo.

Las ofertas de venta pueden adoptar distintas modalidades. Además de las ofertas simples, utilizadas habitualmente por instalaciones renovables, existen ofertas de bloque y ofertas complejas que permiten reflejar restricciones técnicas u operativas de determinadas tecnologías. Estas modalidades han sido adaptadas en los últimos años para su compatibilidad con la negociación cuarto-horaria.

Finalmente, una vez cerrado el mercado diario, el sistema se completa con los mercados y mecanismos de corto plazo, destinados a ajustar los programas de producción y consumo y a garantizar la seguridad del suministro hasta el tiempo real.



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:

- Dentro de estos mercados 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 mecanismo es que, una vez realizada la casación del mercado diario, pueden aparecer limitaciones técnicas en la red que impiden que el programa resultante sea físicamente viable o compatible con la seguridad y calidad del suministro. Estas situaciones no están relacionadas con la falta de oferta económica, sino con restricciones de carácter técnico u operativo de la red de transporte o distribución. Estas incidencias pueden deberse, entre otros factores, a congestiones en la red, limitaciones de evacuación, necesidades de control de tensión o estabilidad, o a la imposibilidad de mantener determinados criterios de seguridad del sistema. En estos casos, Red Eléctrica de España (REE), como operador del sistema, está facultada para modificar los programas de generación y consumo previamente casados en el mercado, con el objetivo de garantizar la operación segura del sistema eléctrico.

Una vez cerrada la casación del mercado diario, se activan los procesos asociados a las restricciones técnicas, en los que los agentes pueden presentar ofertas para aumentar o disminuir sus niveles de producción o consumo, siempre que dispongan de capacidad técnica para hacerlo. En este ámbito pueden participar tanto generadores como consumidores habilitados, aunque la activación de las unidades viene determinada exclusivamente por criterios técnicos.

- Gestión de los servicios complementarios. El objetivo de estos mecanismos es garantizar que el suministro eléctrico se realice en condiciones adecuadas de seguridad y calidad en todo momento, asegurando el equilibrio entre generación y demanda y el mantenimiento de los parámetros fundamentales del sistema. Para ello, se articulan distintos servicios complementarios, entre los que destacan los siguientes:
 - Regulación primaria: En todo momento, el sistema debe mantener la frecuencia dentro de los márgenes de calidad establecidos. La regulación primaria es un servicio automático y descentralizado que actúa de forma casi instantánea ante desequilibrios

entre generación y demanda. Para ello, las instalaciones deben disponer de equipos capaces de ajustar automáticamente su potencia. La respuesta se produce en el entorno de los primeros segundos (hasta un máximo de 30 segundos), y debe mantenerse hasta que actúe la regulación secundaria. Este servicio es obligatorio para las unidades que cumplen los requisitos técnicos y no conlleva una retribución específica por activación, al considerarse integrado en las obligaciones de operación de las instalaciones.

- Regulación secundaria: La regulación secundaria es un servicio de control frecuencia-potencia de carácter centralizado, gestionado por el operador del sistema, que actúa tras la regulación primaria, en un horizonte temporal que va aproximadamente desde los 30 segundos hasta los 15 minutos. Su finalidad es restaurar la frecuencia del sistema al valor objetivo y mantener los intercambios de energía programados en las interconexiones internacionales. La participación en este servicio requiere habilitación previa y es

potestativa, si bien la oferta resulta obligatoria para las instalaciones habilitadas. El día anterior al suministro, una vez finalizados el mercado diario y el proceso de restricciones técnicas, los productores habilitados ofertan su banda de regulación disponible, percibiendo una retribución por la capacidad comprometida y, en su caso, por la energía finalmente activada.

- Regulación terciaria: La regulación terciaria constituye el tercer nivel de restitución del equilibrio generación-demanda y se activa cuando los recursos de regulación secundaria resultan insuficientes o es necesario reponerlos. Este servicio actúa en un horizonte temporal de hasta 15 minutos desde la orden de activación. La participación requiere habilitación y, una vez habilitadas, las instalaciones deben presentar ofertas de subida o bajada de potencia. La selección se realiza atendiendo a criterios económicos y técnicos, y los productores son retribuidos al precio de la última oferta aceptada.
- Gestión de desvíos: La gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza el Operador del Sistema

(Red Eléctrica de España, REE) para corregir los desequilibrios entre generación y demanda que se detectan en las horas previas al tiempo real, una vez finalizados los mercados intradiarios. Su objetivo es garantizar que, en el momento del despacho, el sistema se encuentre equilibrado y pueda operar en condiciones de seguridad.

Durante la operación normal del sistema, los agentes comunican sus previsiones actualizadas de producción y consumo, incluyendo las desviaciones respecto a los programas previamente casados. A estas previsiones se añaden las estimaciones propias del operador del sistema, en particular las relativas a la evolución de la producción renovable, que puede variar significativamente en el corto plazo. A partir de esta información, REE identifica los desvíos previstos y solicita ofertas para corregirlos.

El funcionamiento del mecanismo se basa en la activación de ofertas en sentido contrario al desvío detectado. Así, cuando existe un exceso de generación respecto a la demanda prevista, se activan ofertas de reducción de producción o de aumento de consumo; y, en caso contrario, se activan ofertas de incremento de generación o reducción de consumo. Estas actuaciones

permiten ajustar el sistema a la realidad operativa inmediatamente antes del tiempo real.

El coste asociado a la corrección de los desvíos se imputa posteriormente a los agentes que los han provocado, como consecuencia de previsiones incorrectas de sus ofertas de compra o venta. Precisamente por este motivo, los agentes utilizan los mercados intradiarios para ir ajustando sus posiciones respecto al mercado diario, con el objetivo de minimizar desvíos y reducir el impacto económico derivado de los mismos.

Funcionamiento del sistema de reservas



Fuente: REE

Proceso de casación

La casación de ofertas en el mercado diario se realiza mediante el algoritmo EUPHEMIA, cuyo objetivo es

maximizar el bienestar social del conjunto del sistema eléctrico. Para ello, el algoritmo busca la solución que optimiza, para todos los periodos del horizonte de programación, la suma del excedente de las ofertas de compra, el excedente de las ofertas de venta y la renta de congestión asociada a las interconexiones internacionales, teniendo en cuenta las restricciones técnicas y de capacidad existentes.

Para llevar a cabo este proceso, EUPHEMIA trabaja con curvas de oferta y demanda agregadas, que pueden presentarse en forma de tramos constantes o interpolados. En el primer caso, el precio de inicio y el precio de aceptación completa de un tramo de energía coinciden; en el segundo, existe una variación de precio dentro del propio tramo. El algoritmo trata ambos tipos de curvas con un alto grado de precisión, superior al número de decimales permitido en la presentación de las ofertas, con el fin de garantizar una casación lo más eficiente posible.

Una vez determinado el resultado óptimo de la casación, los valores de precios y energías se ajustan a la precisión establecida para cada mercado. En el caso del mercado ibérico, los precios se expresan con dos decimales, en euros por MWh, y las energías con un

decimal, en MWh. Este redondeo final no altera la lógica de la casación, sino que permite adaptar los resultados a los formatos operativos y de liquidación del mercado.

Operación en tiempo real del sistema.

Una vez finalizados el mercado diario, los distintos mercados intradiarios y activados, en su caso, los mecanismos de ajuste necesarios (restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos), el sistema eléctrico entra en la fase de operación en tiempo real. En este momento, el programa resultante de los mercados constituye una referencia, pero no un mandato inalterable, ya que la prioridad pasa a ser, de forma exclusiva, la seguridad y estabilidad del sistema.

Durante la operación en tiempo real, el Operador del Sistema supervisa de manera continua el equilibrio entre generación y demanda, así como el cumplimiento de los criterios técnicos de la red. Si se producen desviaciones relevantes respecto a las previsiones, incidencias en instalaciones o en infraestructuras de red, o situaciones que comprometan la calidad del suministro, el operador puede emitir consignas directas a las instalaciones de generación o consumo, modificando su nivel de funcionamiento respecto al programa previamente establecido.

Estas actuaciones no responden a criterios de precio, sino a necesidades estrictamente técnicas y operativas. Por este motivo, el programa final ejecutado puede diferir del resultado de los mercados, especialmente en sistemas con alta penetración de generación renovable. La operación en tiempo real constituye, por tanto, el último eslabón del funcionamiento del mercado eléctrico, cerrando el proceso desde la formación del precio hasta la entrega efectiva de la energía, y asegurando que el sistema funcione en condiciones de seguridad en todo momento.

Precios máximos y mínimos del mercado

El sistema de fijación de precios en el mercado mayorista de electricidad se basa en un esquema marginalista, en el que el coste de la última unidad de energía necesaria para casar la oferta y la demanda determina el precio de toda la energía intercambiada en ese periodo. Este diseño implica que, cuando es necesario recurrir a tecnologías con mayores costes variables, como los ciclos combinados, dicho coste se traslada al conjunto de la energía negociada. Dado que en España una parte muy relevante del consumo eléctrico se cubre a través del mercado mayorista (y

que una proporción adicional de contratos tiene precios indexados a este), el resultado del mercado diario sigue siendo un elemento central en la formación del precio final de la electricidad.

En relación con los precios máximos y mínimos de casación, resulta imprescindible recordar el cambio introducido en 2021, que continúa siendo determinante para entender el comportamiento actual del mercado. Hasta ese momento, el mercado español operaba con límites explícitos de precio, que acotaban la casación entre 0 €/MWh y 180 €/MWh. Sin embargo, mediante la Resolución de 6 de mayo de 2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se adaptaron las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario a los límites europeos, eliminándose dichos topes. Esta modificación respondió a la obligación de alinearse con el Reglamento (UE) 2019/943, que prohíbe la existencia de límites administrativos a los precios y permite tanto precios muy elevados como precios negativos, con el objetivo de reflejar de forma más fiel las condiciones reales de oferta y demanda y enviar señales económicas adecuadas al sistema.

La eliminación de los límites coincidió, además, con un contexto excepcional de tensión en los mercados

energéticos. Tras un precio medio del mercado de 33,96 €/MWh en 2020, en 2021 se produjo un incremento muy significativo hasta los 111,93 €/MWh, que se agravó en 2022, cuando el precio medio alcanzó los 209,4 €/MWh. Ese año se registraron los máximos históricos de la serie, tanto en términos mensuales (con un máximo en agosto) como diarios, en un contexto marcado por la invasión de Ucrania, la fuerte escalada del precio del gas natural, las restricciones de suministro en Europa y una menor disponibilidad de generación renovable en determinados periodos.

A partir de 2023 y, de forma más clara, en 2024, el mercado inició una fase de corrección a la baja. La progresiva normalización de los mercados de gas, junto con una mayor aportación de generación renovable y la aplicación temporal del mecanismo ibérico de limitación del precio del gas, contribuyeron a moderar los precios. En 2024, además, esta reducción se produjo en un contexto en el que ya no estaba vigente el mecanismo del tope del gas, lo que pone de manifiesto el efecto estructural del incremento de la generación renovable sobre la formación de precios.

En 2025, el comportamiento del mercado mostró una elevada volatilidad, con una coexistencia de precios muy

bajos (e incluso negativos en determinados periodos) y repuntes puntuales al alza. Los mínimos de precio se concentraron principalmente en los meses de primavera, asociados a una elevada producción fotovoltaica y eólica, mientras que los máximos se registraron en episodios en los que fue necesario reforzar la operación del sistema mediante una mayor participación de tecnologías gestionables para garantizar la seguridad de suministro. De este modo, el mercado eléctrico español ha pasado en pocos años de un entorno de precios acotados y relativamente estables a otro en el que la amplitud de la horquilla de precios, tanto al alza como a la baja, se ha convertido en una característica estructural del sistema.

En cuanto a los valores extremos registrados en el mercado, el ejercicio 2024 estuvo caracterizado por una horquilla de precios amplia, aunque claramente más moderada que la observada en 2021 y 2022. Los mínimos se concentraron en los meses de primavera, cuando la elevada aportación renovable llevó al mercado a registrar precios muy bajos e incluso cercanos a cero en determinadas horas. El mínimo diario del año se alcanzó en abril, con la aparición recurrente de precios nulos en horas solares. Por el contrario, los máximos de 2024 se registraron en el último trimestre del año,

especialmente en noviembre y diciembre, coincidiendo con una menor disponibilidad renovable y un mayor recurso a tecnologías gestionables, si bien en ningún caso se alcanzaron niveles comparables a los máximos históricos de 2022.

En 2025, la dispersión entre precios mínimos y máximos fue aún más acusada. Los mínimos del año se concentraron nuevamente entre abril y junio, periodo en el que se registraron numerosos episodios de precios cero y negativos como consecuencia de una elevada producción fotovoltaica y eólica. Estos valores extremos a la baja marcaron nuevos registros dentro de la serie histórica reciente, reflejando un contexto de abundancia de generación renovable en determinadas franjas horarias.

Por el lado contrario, los máximos de 2025 se produjeron a partir del verano y, de forma más clara, en los meses posteriores al apagón, cuando el sistema requirió una operación reforzada para garantizar la seguridad de suministro. En estos episodios, el mayor peso de las tecnologías gestionables en la casación, junto con un entorno energético internacional más volátil, dio lugar a repuntes significativos de precios diarios, aunque muy localizados en el tiempo. El resultado fue un

ejercicio con una elevada amplitud de precios, en el que convivieron mínimos históricos a la baja con máximos puntuales al alza, consolidando la volatilidad como una de las características estructurales del mercado eléctrico español en la actualidad.

Participación de los nuevos agentes en los servicios de ajuste

En la actualidad, la participación del almacenamiento en los mercados de energía y servicios de ajuste se reduce al almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y al almacenamiento térmico asociado a las plantas de energía solar termoeléctrica.

Sin embargo, existe la voluntad de que el almacenamiento participe en el mercado como agente activo. En este sentido, la modificación de los procedimientos de operación 3.3, 7.2 y 7.3 y las diferentes modificaciones introducidas en el RD 1183/2020 han supuesto avances significativos para facilitar que el almacenamiento pueda participar, cuando se culmine el desarrollo reglamentario correspondiente, en los servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, en los próximos estadios se analizará la viabilidad de otros posibles servicios que pueda

proporcionar el almacenamiento como pueda ser el control de tensión y arranque (“black-start”), así como la forma en que el almacenamiento, y otros recursos distribuidos, podrían dar servicios de flexibilidad a los operadores de la red de distribución.

Finalmente, y a futuro, es previsible que cobre fuerza dentro del mercado la figura del agregador independiente. Los agregadores independientes, tal y como están definidos en la hoja de ruta del autoconsumo, son participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente. Asimismo, se entiende por agregación la combinación de múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica. Según se defina y articule esta figura su participación en los distintos mercados irá cobrando más fuerza.

Conviene a este respecto destacar, que justo al cierre de esta edición se ha aprobado el RD 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento General de suministro, comercialización y agregación

de energía eléctrica, en el que se regula la figura del agregador independiente, definiendo los requisitos para serlo, sus derechos y obligaciones, estableciendo, asimismo, que los consumidores podrán contratar con un agregador independiente sin necesidad de consentimiento del comercializador.

2025: el año en que el mercado pasó a tener un funcionamiento cuarto-horario

Hasta 2025, el mercado diario de electricidad en España funcionaba con precios horarios: cada día se fijaban 24 precios, uno por cada hora. A partir de la aprobación de la Resolución de la CNMC de 28 de febrero de 2025, este esquema se adapta a la normativa europea y pasa a un sistema de negociación cuarto-horaria, en el que el día se divide en 96 periodos de 15 minutos. Aunque la norma se aprobó a comienzos de 2025, su entrada efectiva en funcionamiento se produjo en octubre de 2025, una vez adaptados los sistemas de mercado y liquidación.

Para un productor fotovoltaico en RECORE, este cambio no altera de forma sustancial su modelo económico. La retribución regulada (R_{inv} y R_o) sigue calculándose conforme a los parámetros establecidos

en el Real Decreto 413/2014, y la liquidación continúa realizándose sobre la base de la energía producida y los precios de mercado, ahora simplemente con mayor granularidad temporal. Es decir, el productor no tiene que hacer nada distinto ni adaptar su operación diaria: el cambio afecta principalmente al funcionamiento interno del mercado y a las liquidaciones, no a las obligaciones del titular de la instalación.

Donde sí existe un efecto práctico relevante —y positivo— es en el tratamiento de los precios negativos. Hasta ahora, cuando el precio del mercado era negativo durante seis o más horas consecutivas, la energía producida en esas horas no computaba a efectos de las horas equivalentes de funcionamiento, con el consiguiente riesgo de ajustes sobre la retribución. Con el paso al mercado cuarto-horario, esas seis horas consecutivas equivalen ahora a 24 periodos consecutivos de 15 minutos con precio negativo. En la práctica, esto hace más difícil que se cumpla la condición necesaria para que se dejen de computar horas, reduciendo el impacto de episodios puntuales de precios negativos sobre las horas equivalentes y, por tanto, el riesgo regulatorio para los productores del RECORE. ■

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

Demanda de energía eléctrica en España
Balance energético mensual nacional (GWh) 2024 y 2025

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2.024
Hidráulica	3.972	3.042	4.737	4.065	2.966	2.438	2.170	1.810	1.653	2.895	2.727	2.468	34.944
Eólica	5.720	6.962	6.145	4.706	4.277	4.439	4.230	3.962	4.646	5.697	4.847	5.299	60.928
Solar fotovoltaica*	1.932	2.609	3.073	4.030	5.129	4.779	5.826	5.388	4.206	2.798	2.330	2.496	44.595
Solar térmica	94	176	152	443	600	495	675	671	460	154	97	111	4.127
Hidroeólica	1	1	2	1	2	3	4	4	2	2	0	1	23
Otras renovables	284	258	310	304	311	330	353	320	295	276	307	342	3.692
Residuos renovables	69	59	54	50	49	70	79	78	74	66	75	81	805
Generación renovable	12.072	13.108	14.473	13.599	13.334	12.554	13.337	12.232	11.337	11.888	10.382	10.797	149.114
Nuclear	5.180	4.529	3.508	3.526	3.543	4.366	5.079	5.128	5.017	4.636	3.632	4.248	52.391
Ciclo combinado	3.407	2.133	2.224	2.058	1.999	2.120	3.253	3.509	2.891	2.853	4.125	5.182	35.755
Carbón	274	211	214	220	240	221	214	224	300	310	288	315	3.030
Cogeneración	1.700	1.373	1.174	908	1.330	1.445	1.479	1.405	1.314	1.226	1.545	1.510	16.411
Otros	945	966	1.016	889	1.054	964	1.021	1.018	924	836	739	798	11.170
Generación no renovable	11.507	9.212	8.136	7.600	8.166	9.115	11.046	11.284	10.445	9.863	10.329	12.053	118.757
Consumos en bombeo	(736)	(864)	(1.061)	(714)	(968)	(791)	(645)	(661)	(701)	(528)	(419)	(575)	(8.664)
Saldo Internacionales	(489)	(1.121)	(833)	(1.191)	(993)	(1.233)	(963)	(400)	(1.132)	(889)	(390)	(594)	(10.227)
Demanda en b.c.	22.354	20.336	20.715	19.295	19.539	19.645	22.774	22.455	19.949	20.334	19.902	21.681	248.979

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2.025
Hidráulica	3.131	4.134	4.152	3.939	3.582	2.404	1.897	1.795	1.603	1.758	2.029	3.262	33.685
Eólica	7.587	3.748	6.745	4.359	3.478	3.217	4.592	3.754	4.158	4.569	7.166	5.426	58.800
Solar fotovoltaica*	2.317	3.205	3.103	4.081	4.917	6.024	6.276	5.822	5.035	4.039	3.117	2.251	50.188
Solar térmica	89	174	187	311	494	486	661	488	396	237	110	48	3.682
Hidroeólica	1	1	1	2	2	3	3	3	3	1	1	1	22
Otras renovables	341	330	288	297	327	316	351	338	331	324	316	341	3.900
Residuos renovables	67	63	62	51	41	39	66	71	59	58	64	70	712
Generación renovable	13.531	11.656	14.538	13.040	12.840	12.489	13.847	12.270	11.586	10.987	12.803	11.401	150.987
Nuclear	5.226	4.737	4.878	2.951	3.062	4.096	5.063	5.095	4.538	3.696	3.683	4.820	51.846
Ciclo combinado	3.424	3.040	2.488	2.541	3.265	4.539	4.230	4.197	3.734	5.196	4.166	4.912	45.732
Carbón	302	339	220	170	144	154	106	0	7	21	5	46	1.515
Cogeneración	1.433	1.378	1.158	1.142	1.182	1.370	1.303	1.218	1.253	1.375	1.231	1.413	15.456
Otros	454	439	480	398	364	425	624	707	659	718	674	722	6.663
Generación no renovable	10.839	9.933	9.225	7.202	8.018	10.584	11.326	11.217	10.191	11.005	9.759	11.912	121.211
Consumos en bombeo	(334)	(142)	(353)	(386)	(304)	(242)	(268)	(270)	(261)	(249)	(280)	(229)	(3.318)
Saldo Internacionales	(1.098)	(1.182)	(1.537)	(1.081)	(1.001)	(1.003)	(1.420)	(942)	(676)	(1.284)	(1.184)	(387)	(12.795)
Demanda en b.c.	22.938	20.265	21.873	18.775	19.553	21.828	23.485	22.276	20.840	20.459	21.098	22.697	256.086

Fuente: Red Eléctrica de España, "Balance Eléctrico mensual nacional".

Nota: Los datos de 2025 no están consolidados

Nota metodológica: Los datos de generación fotovoltaica no incluyen autoconsumo

De forma puramente estadística la demanda de energía eléctrica se incrementó en 2024 aumentando un 1,7 % respecto a 2023 y un 3,2% entre 2025 y 2024. Así pues, se ha revertido la tendencia decreciente de los años anteriores.

Por otro lado, en 2024 la potencia máxima instantánea peninsular (registrada el 9 de enero entre las 20 y 21 horas) se situó en 38.272 MW, un 2,21 % inferior al máximo registrado en enero del año anterior. Por su parte, en 2025, se produjo el 15 de enero, día en el que a las 21 horas se registró un pico de demanda de 40.070MW (un 4,7% superior al máximo de 2024).

En todo caso, estos datos se encuentra alejados del récord histórico de 45.450 MW que se obtuvo en diciembre del 2007. La demanda máxima horaria se alcanzó el 11 de enero, entre las 20 y 21 horas, con 38.199 MWh, valor inferior en un 1,08% a la máxima horaria del 2023.

En relación con los intercambios internacionales de energía con Marruecos, Portugal y Andorra, desde el año 2022 España ha cambiado su dinámica de importador de energía de los anteriores años a ser exportador de energía de los países colindantes, con un saldo neto de 10.226 GWh y 12.794 GWh para los ejercicios 2024 y 2025, respectivamente. Desde 2024, Francia ha pasado a ser un país importador, aunque el volumen de importaciones ha disminuido sustancialmente entre 2024 y 2025.

Saldos de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

Año	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2015	7.324	(2.266)	(264)	(4.927)	(133)
2016	7.802	5.086	(278)	(4.951)	7.658
2017	12.465	2.685	(233)	(5.748)	9.169
2018	12.047	2.655	(210)	(3.389)	11.102
2019	9.699	(3.399)	(208)	(773)	5.319
2020	5.229	(1.457)	(196)	(296)	3.280
2021	5.632	(4.691)	(225)	179	895
2022	(8.830)	(9.225)	(285)	(1.429)	(19.769)
2023	(1.630)	(10.230)	(240)	(1.855)	(13.955)
2024	3.013	(10.464)	(235)	(2.539)	(10.226)
2025	464	(9.294)	(214)	(3.750)	(12.794)

Nota Saldo positivo: importador Saldo negativo; exportador

Fuente: Red Eléctrica de España *Nota, los datos de 2025 no están consolidados

Generación de energía eléctrica en España

En cuanto al parque total de potencia instalada nacional se situó en 145 GW en 2025, un ascenso de un 16% respecto de 2023. Siguiendo la tendencia reciente, el aumento de potencia se ha producido en el grupo de energías renovables, principalmente en la fotovoltaica que pasó de tener 25,8 GW a 48 GW y eólica con un aumento de 30,9 a 33,1 GW, entre dichos periodos.

Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica	17.050	17.054	17.064	17.099	17.098	17.094	17.094	17.097	17.097	17.077
Eólica	22.971	23.064	23.429	25.680	27.491	28.530	30.037	30.935	32.117	33.150
Fotovoltaica	4.687	4.689	4.768	8.750	11.669	15.286	19.946	25.775	32.666	48.131*
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.302	2.302
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Otras renovables	1.043	1.044	1.049	1.199	1.249	1.094	1.263	1.267	1.280	1.318
Total renovable	48.065	48.165	48.625	55.043	59.823	64.319	70.656	77.389	85.474	101.989
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Ciclo combinado	26.636	26.636	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250	26.250
Carbón	10.030	10.030	10.030	9.683	5.733	3.764	3.464	3.464	2.061	1.499
Cogeneración	6.021	5.855	5.842	5.719	5.703	5.652	5.643	5.585	5.575	5.290
Otros	6.222	6.226	6.226	6.177	6.167	6.181	6.165	6.165	2.834	3.387
Total no renovable	56.482	55.865	55.466	54.947	50.971	48.964	48.639	48.581	43.837	43.543
Total	104.547	104.030	104.092	109.990	110.794	113.283	119.295	125.970	129.311	145.532

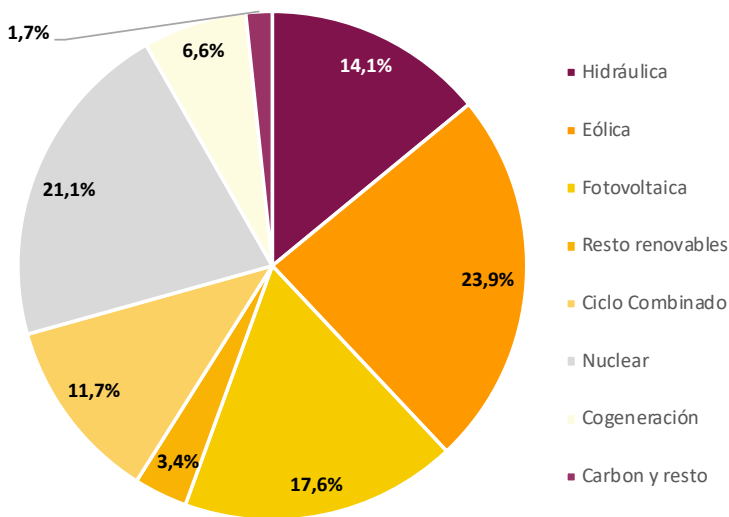
Fuente: Red Eléctrica de España* Nota los datos de 2025 no están consolidados

*Nota metodológica importante: A partir de 2025 los datos de potencia que facilita Red Eléctrica incluyen datos de autoconsumo. Hasta la fecha estos datos solo incluían instalaciones de venta a red pura. Esto explica el incremento de 15,5GW de potencia habido entre 2024 y 2025. Si se descontase la potencia de autoconsumo, la potencia de instalaciones de venta a red se situaría a finales de 2025 en el entorno de los 38GW instalados.

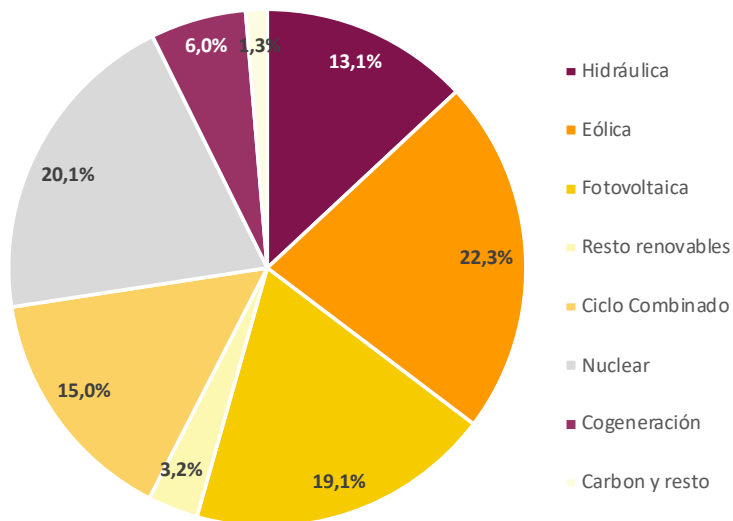
Cobertura de la demanda en los años 2024 y 2025

A nivel gráfico se puede observar cómo se está cubriendo la demanda en cada uno de los sistemas. Como se puede observar, a nivel peninsular las renovables cubren más del 50% de la demanda.

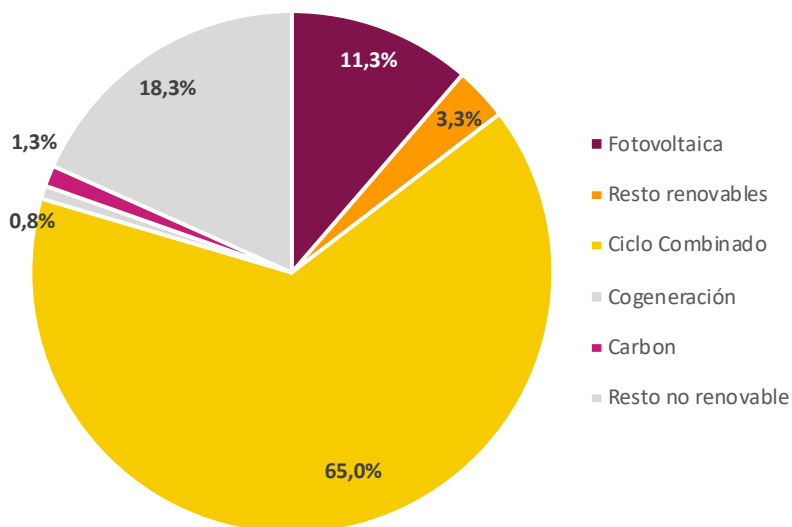
Cobertura de la demanda eléctrica Península. Año 2024
 Fuente: Red Eléctrica de España



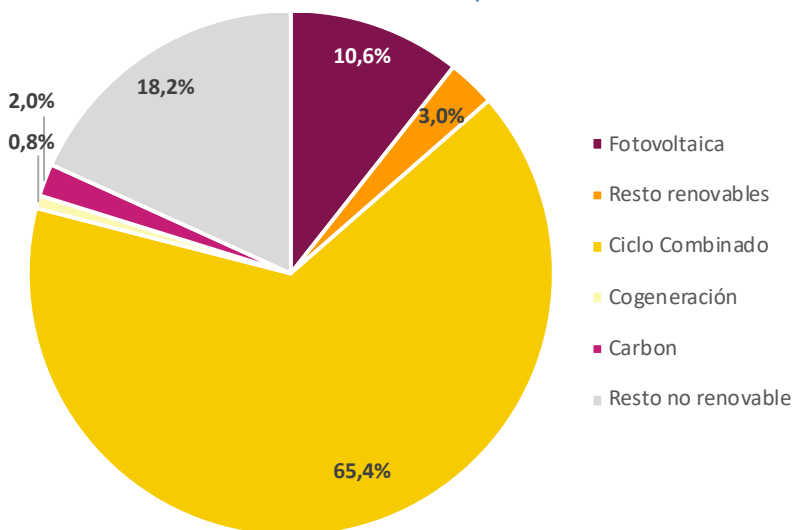
Cobertura de la demanda eléctrica Península. Año 2025
 Fuente: Red Eléctrica de España Datos no consolidados.



Cobertura de la demanda eléctrica Baleares. Año 2024
Fuente: Red Eléctrica de España



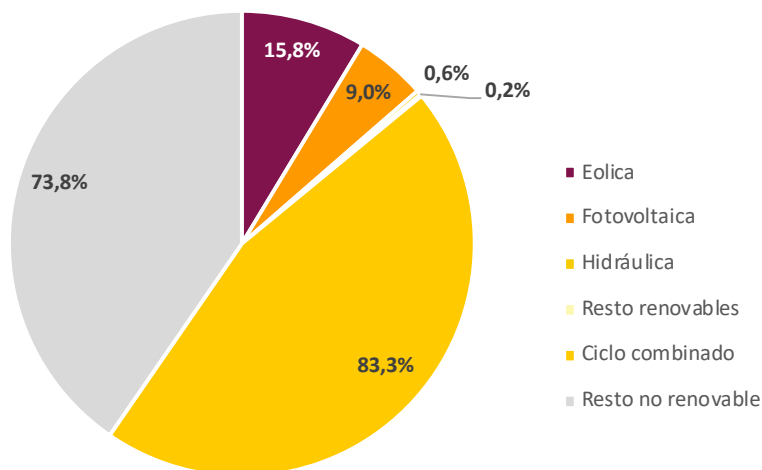
Cobertura de la demanda eléctrica Baleares. Año 2025
Fuente: Red Eléctrica de España *Datos no consolidados.



* Nota metodológica importante: Dentro de la cobertura de la demanda y en lo que respecta a fotovoltaica no se incluye generación de instalaciones de autoconsumo.

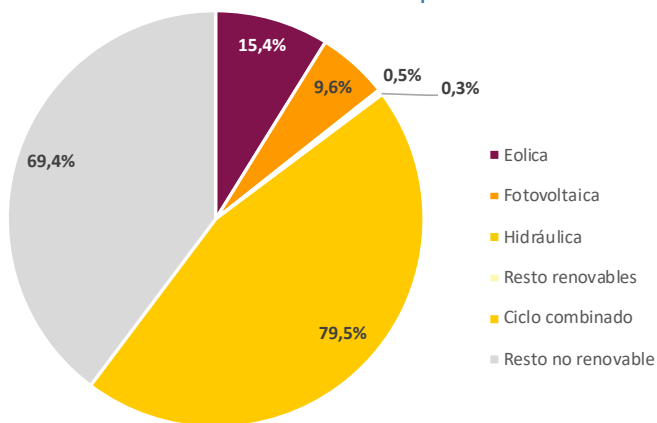
Cobertura de la demanda eléctrica Canarias. Año 2024

Fuente: Red Eléctrica de España



Cobertura de la demanda eléctrica Canarias. Año 2025

Fuente: Red Eléctrica de España Datos no consolidados.



La distribución y el transporte de la energía

A pesar de que en España existen más de 300 distribuidoras, el mercado se concentra en cinco operadores domi-

nantes 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.

Mapa de distribuidores de energía eléctrica en España



Fuente: Elaboración propia

A lo largo del 2024, últimos datos disponibles a la fecha de elaboración de este informe, los activos de la red de transporte se incrementaron en 487 kilómetros de circuito y 197 posiciones de subestación, lo que situó la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional a finales de dicho año en 45.674 kilómetros, experimentando un incremento del 1,1 % respecto a 2023. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 2.235 MVA, elevando el total de la capacidad de transformación nacional a 97.216 MVA (2,4 % superior frente a 2023). ■

MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Mix de producción y su evolución nacional en los últimos años

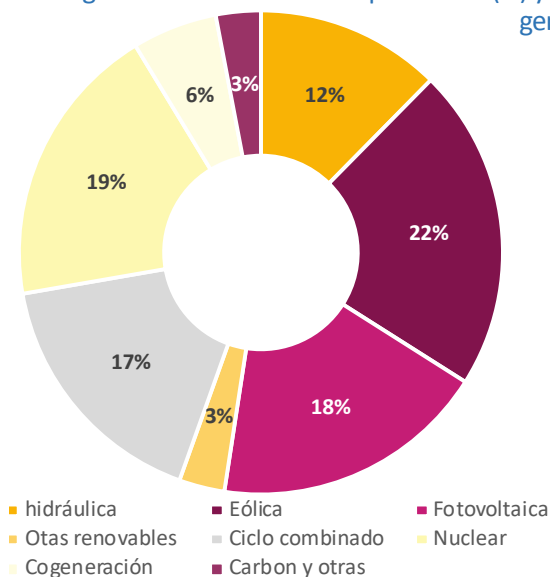
A finales de 2025, la composición del mix de generación eléctrica confirma la consolidación del peso de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico español, especialmente frente a las tecnologías convencionales. En este periodo no se han producido cambios relevantes en la generación nuclear, que se ha mantenido prácticamente constante entre 2023 y 2025, tanto en términos absolutos como relativos.

En el caso del ciclo combinado, la evolución ha sido más marcada. Tras un 2023 con una aportación relativamente elevada, en 2024 se produjo una caída significativa de su participación, motivada fundamentalmente por el fuerte incremento de la generación renovable (especialmente eólica e hidráulica) y por un contexto de precios de mercado que relegó a estas tecnologías a un papel más residual. Sin embargo, en 2025 se aprecia un repunte claro de su participación respecto de 2024. Este incremento está directamente relacionado con el apagón eléctrico de abril de 2025 y con la posterior activación por parte del operador del sistema del sistema de “operación reforzada”, que estuvo orientado

a garantizar la seguridad de suministro y la estabilidad del sistema, lo que ha exigido una mayor presencia de tecnologías gestionables y síncronas.

Por último, la fotovoltaica ha experimentado un crecimiento muy significativo en el periodo 2023-2025, pasando a representar un porcentaje muy relevante del mix general. Este aumento no responde únicamente a condiciones climáticas favorables, sino principalmente al fuerte incremento de la potencia instalada, que entre 2023 y 2025 se ha elevado en torno a un 84%.

Mix de generación eléctrica en España 2025 (%) y evolución de la generación (TWh)



Fuente: Red Eléctrica de España. Nota. Los datos de 2025 no están consolidados

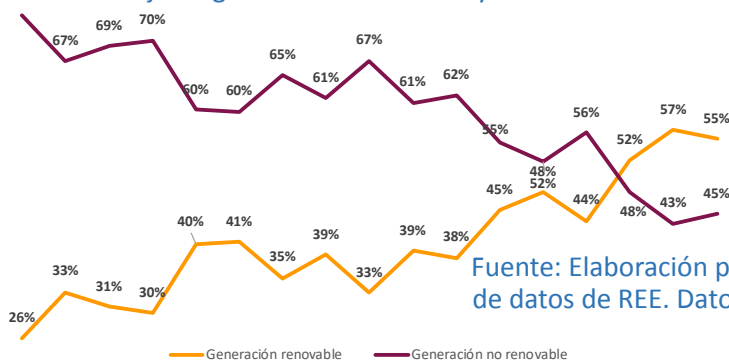
Mix de generación eléctrica en España 2025 (%) y evolución de la generación (TWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica	21	36	26	33	32	22	31	35	34
Eólica	48	50	54	55	60	61	63	61	59
Fotovoltaica	8	8	9	15	21	28	37	45	50
Otras renovables	10	9	10	10	10	10	9	9	8
Ciclo combinado	37	30	55	44	44	68	46	36	46
Nuclear	56	53	56	56	54	56	54	52	52
Cogeneración	28	29	30	27	26	18	17	16	15
Carbón y otras	55	46	21	11	11	14	10	9	8
Generación total	262	261	261	251	260	276	267	262	272

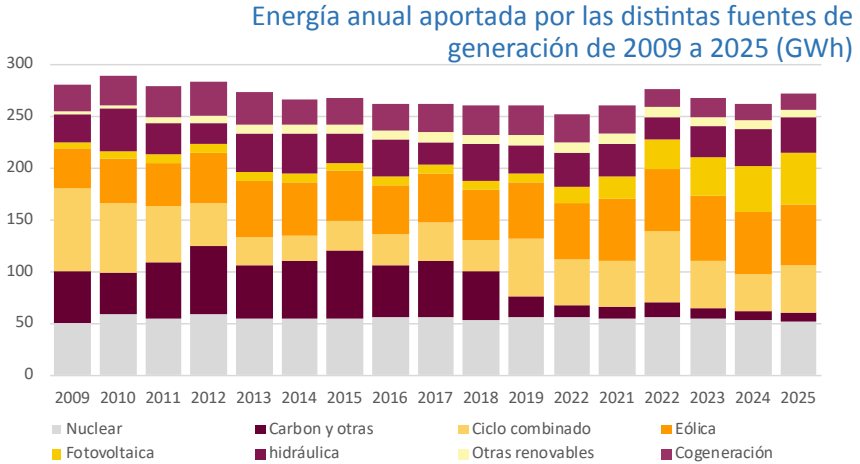
Fuente: Red Eléctrica de España. Nota. los datos de 2025 no están consolidados

La evolución de la estructura de generación eléctrica durante la última década ha estado marcada por la consolidación y el impulso de las energías renovables, con especial relevancia para la energía solar fotovoltaica y la eólica. Como se observa en el gráfico adjunto, estas tecnologías han seguido una trayectoria ascendente sostenida, pasando de representar un 26,4% de la generación total en 2009, a alcanzar el 55% en 2025.

Porcentaje de generación renovable y no renovable de 2009 a 2025



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE. Datos de 2025 no consolidados



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE. Datos de 2025 no consolidados

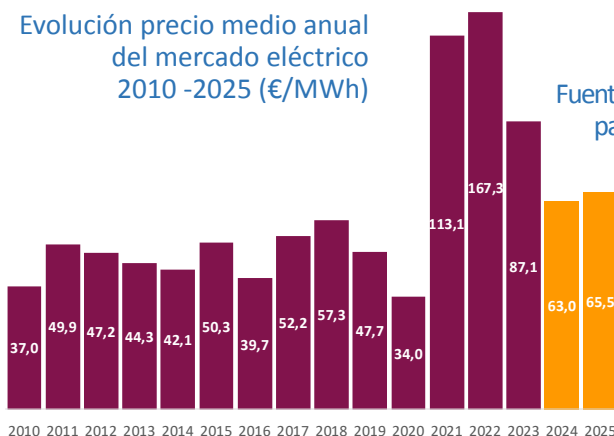
Evolución del precio anual del mercado eléctrico desde 2010

En España, existen diferencias notables entre el precio de la energía y el precio del mercado eléctrico español, conceptos que es fundamental distinguir para comprender el comportamiento del sistema eléctrico. El precio de la energía refleja el costo total que pagan los consumidores por la electricidad, incluyendo no solo la generación, sino también la distribución, el suministro, las retribuciones al operador del mercado y del sistema, así como los costes extrapeninsulares y otros cargos no regulados. Por otro lado, el precio del mercado eléctrico se determina en función de la oferta y la demanda en tiempo real y es susceptible a fluctuaciones significativas debido a diversos factores del mercado.

Estas diferencias se deben principalmente a los costes adicionales relacionados con la entrega y comercialización de la electricidad, así como a la volatilidad inherente del mercado mayorista. En el presente informe, se analizará exclusivamente el precio del mercado eléctrico, mientras que el precio final que pagan los consumidores será objeto de análisis en el siguiente apartado, refiriéndose a un valor que, en 2024, se situó en torno a los 76,40 €/MWh en términos medios, reflejando una reducción significativa respecto al año anterior.

Desde 2021, el precio medio del mercado eléctrico en España ha crecido de forma notable respecto a la media histórica de 2009-2020, que se mantenía por debajo de 45 €/MWh. Esta subida se atribuye principalmente al cierre del gasoducto Magreb-Europa, consecuencia del conflicto entre Marruecos y Argelia, que incrementó los costes del suministro de gas y, por tanto, el precio de la electricidad.

Evolución precio medio anual
del mercado eléctrico
2010 -2025 (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CNMC

En 2022, el precio del mercado eléctrico se mantuvo elevado principalmente debido al encarecimiento de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural, tras el sabotaje de los gasoductos Nord Stream 1 y 2, que afectaron el suministro de gas en Europa y presionaron al alza los precios de la electricidad. Este año registró un récord histórico de precio medio anual, superando ampliamente los niveles de 2021.

En 2023, las políticas de "tope del gas" lograron reducir significativamente los precios del mercado, especialmente desde febrero, con una media de 87 €/MWh. Sin embargo, las renovables también jugaron un papel importante en esa bajada, actuando como uno de los principales factores que influyeron en la tendencia a la baja.

Los precios del mercado eléctrico en 2024 registraron, en términos generales, una caída significativa respecto a 2023, en un contexto marcado además por la finalización del mecanismo del "tope del gas ibérico". La desaparición de este instrumento coincidió con una evolución favorable de la generación renovable, lo que permitió que la corrección de precios se produjera sin tensiones relevantes para el sistema. A lo largo de la primavera y buena parte del verano, la elevada aportación hidráulica y eólica, junto con el crecimiento sostenido de la generación fotovoltaica, redujo de forma notable la necesidad de recurrir a

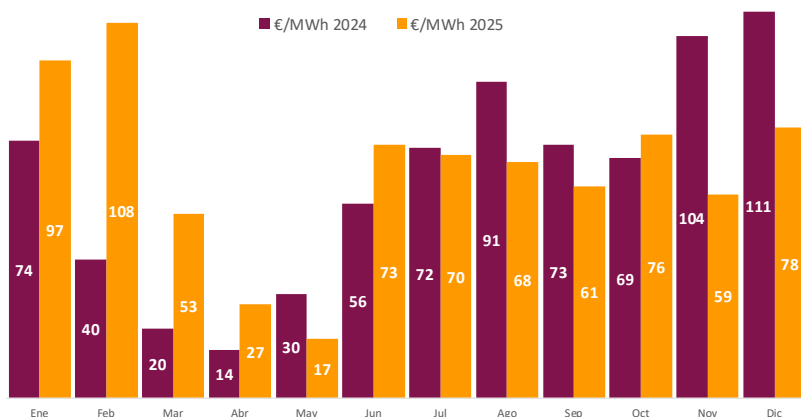
tecnologías marginales más costosas. No obstante, en el último trimestre del año se observó un repunte de los precios, asociado a una menor disponibilidad renovable y al aumento estacional de la demanda, lo que incrementó el peso del ciclo combinado en la casación.

En 2025, esta dinámica se intensificó durante el primer semestre. Entre abril y junio se produjo una caída muy acusada de los precios medios mensuales, directamente vinculada a la penetración masiva de generación renovable en el mix eléctrico. La coincidencia de una elevada producción fotovoltaica en las horas centrales del día, una aportación eólica relevante y una demanda relativamente contenida dio lugar a un elevado número de horas con precios cero y/o negativos, poniendo de manifiesto un escenario de exceso de oferta renovable en un sistema eléctrico con limitaciones para su absorción.

A partir del verano, y de forma más clara desde agosto, los precios iniciaron una senda ascendente. Este cambio respondió, en primer lugar, a la necesidad de reforzar la operación del sistema tras el apagón, incrementando la presencia de tecnologías gestionables y síncronas para garantizar la seguridad de suministro. El mayor recurso al ciclo combinado, unido a episodios de menor producción renovable y a un entorno energético internacional más volátil, se tradujo en un aumento de los precios durante

la segunda mitad del año. El resultado fue un ejercicio 2025 caracterizado por una elevada volatilidad, con fuertes contrastes entre meses de precios excepcionalmente bajos y otros con niveles sensiblemente superiores.

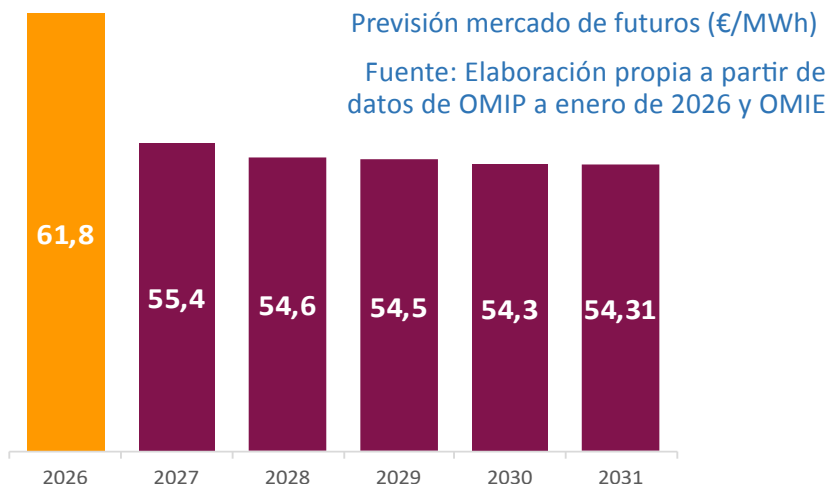
Evolución mensual del precio del mercado eléctrico 2024 y 2025 (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE

Respecto al año entrante y las previsiones para el periodo 2026-2030, se confirma la continuidad de la senda descendente en los precios eléctricos. Para 2026, los mercados de futuros sitúan el precio medio en torno a 62 €/MWh, y se prevé una hasta los 54 €/MWh hasta 2031 según las estimaciones actuales. Esta tendencia refleja una mayor racionalidad en la formación de precios y una expectativa de moderación gradual, aunque las cotizaciones de futuro tienden a ser más elevadas que los precios reales y se ven

afectadas por la creciente incertidumbre a medida que avanza el horizonte temporal.



Precio final de la energía y la comercialización

El precio final de la energía no depende únicamente del valor negociado en el mercado eléctrico, sino que incorpora también los servicios de ajuste y otros costes regulados del sistema. Estos conceptos, como los pagos por capacidad, servicios de interrumpibilidad y ajustes de sistema, se suman al precio final de la energía y se distinguen de los cargos y peajes incluidos en la factura eléctrica. La siguiente tabla recoge el desglose de los principales componentes que conforman el precio medio anual de la energía.

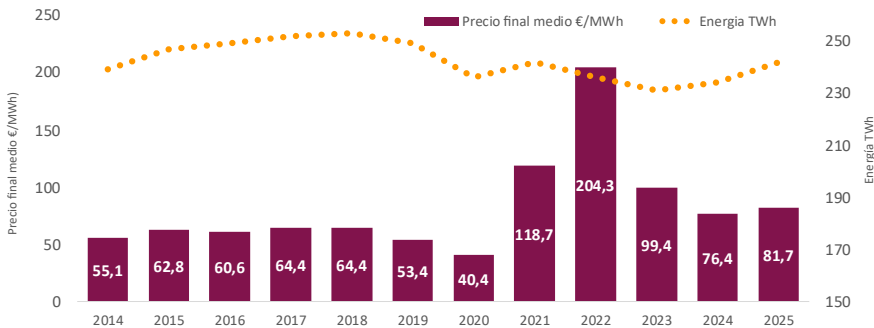
Componentes del precio medio final anual en €/MWh y energía final de 2010 a 2025

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Mercado diario	38,5	51,0	40,9	46,2	43,5	51,7	40,6	53,4	58,1	48,6	35,2	113,1	170,0	88,9	64,8	65,5
Mercado intradiario	-	(0,1)	-	(0,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Pagos por capacidad	3,6	6,1	6,1	6,0	5,9	5,0	2,8	2,7	2,7	2,6	2,6	1,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Servicios de ajuste	3,8	3,2	4,6	5,6	5,7	4,3	3,1	2,4	2,4	1,5	2,5	4,3	7,3	10,2	11,5	16,1
Otras partidas	(2,0)	-	8,0	-	-	1,9	1,9	2,1	1,2	0,7	-	-	26,9	0,2	-	-
Precio total (€/MWh)	43,9	60,2	59,6	57,8	55,1	62,8	48,4	60,6	64,4	53,4	40,4	118,7	204,3	99,4	76,4	81,7

Fuente: Red Eléctrica de España

Finalmente, y de forma visual, la evolución de las ambas partidas es la siguiente: ■

Evolución anual del precio de la energía y precio final medio 2014 Vs 2025

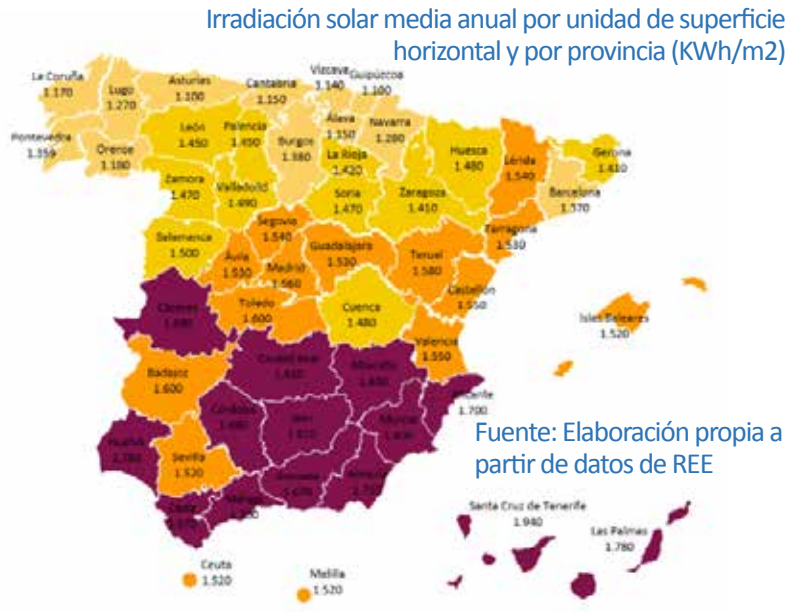
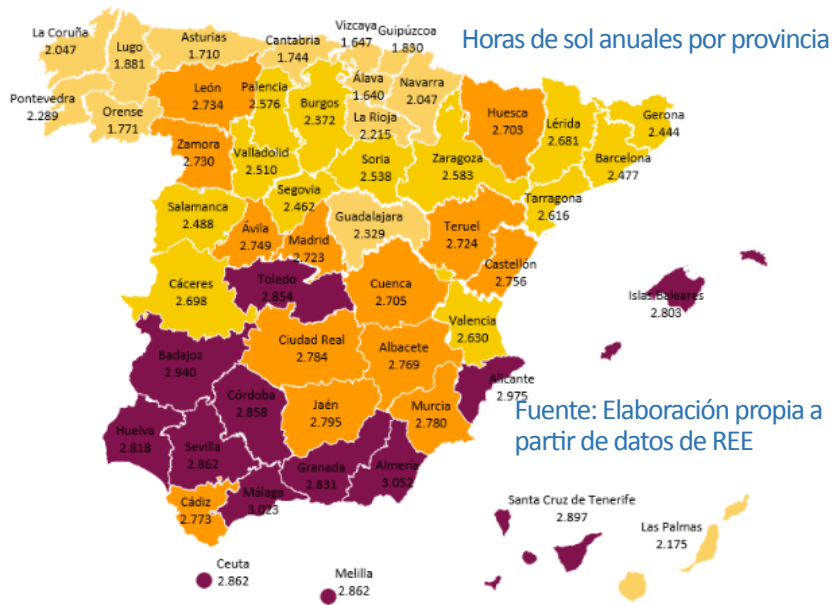


Fuente: Red Eléctrica de España. Datos para 2025 no consolidados

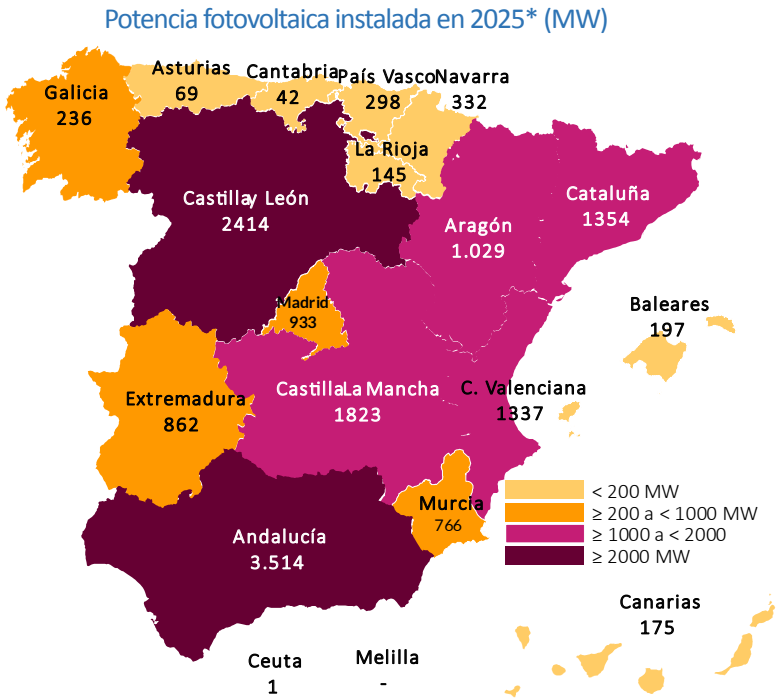
INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE GENERACIÓN E INYECCIÓN DE ENERGÍA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El presente apartado, tiene como objeto mostrar en mapas la distribución de la potencia fotovoltaica instalada para venta a red y su generación en cada comunidad autónoma, destacando que los datos aportados no incluyen autoconsumo sin excedentes o con compensación. Por otro lado, conviene apuntar que, en su conjunto, más del 65 % de la nueva potencia de generación eléctrica (7.054 MW) tiene su origen en la fotovoltaica.

Como punto de partida de este análisis cabe destacar que la singularidad de nuestro país en lo que a la radiación e insolación se refiere, es la que determina en mayor o menor medida la apuesta territorial por la tecnología fotovoltaica. Así, como el recurso solar se concentra sobre todo en el sur del país, prácticamente el 90 % de toda la potencia instalada se ubica entre Castilla La Mancha, Extremadura, Andalucía, Comunidad Valenciana y la Región de Murcia.

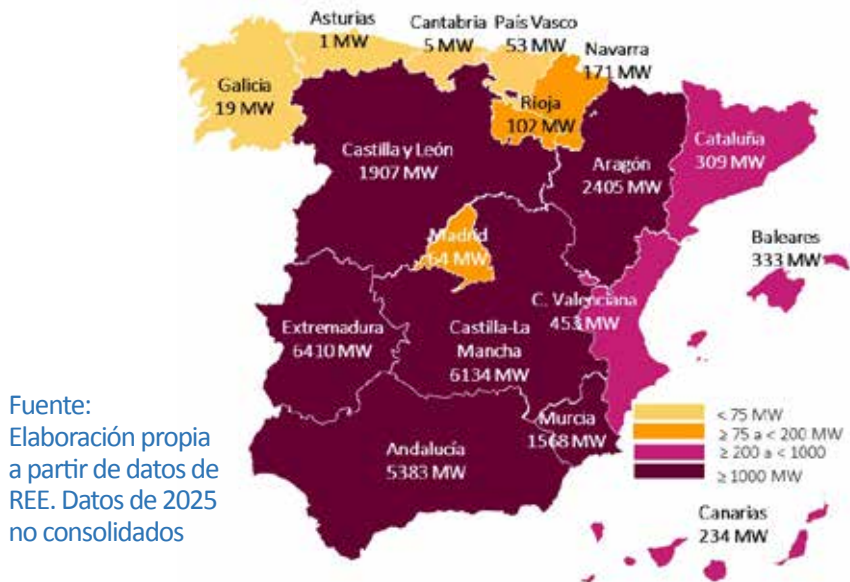


Así, y en lo que respecta a los datos anuales, en lo que respecta a la potencia instalada, Andalucía puso en marcha más de 2.453 MW, por los 1.460 MW de Extremadura, 1.203 de Castilla La Mancha y los 956 MW de Castilla y León. Así, entre las cuatro se concentró el 86% de la nueva potencia instalada. En los siguientes gráficos se puede observar la potencia anual instalada por Comunidades Autónomas y la agregada a nivel territorial:



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE. Datos de 2025 no consolidados

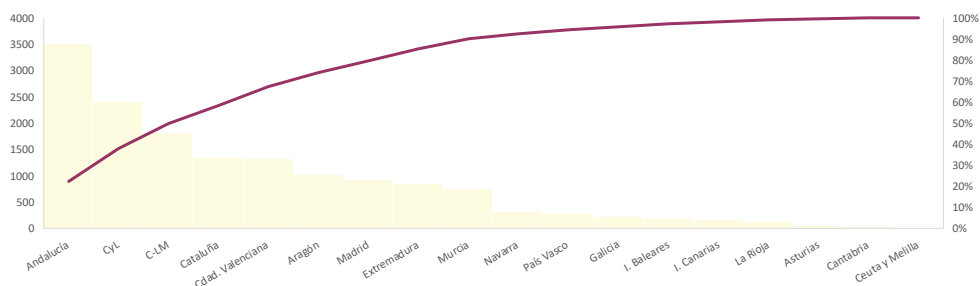
Potencia fotovoltaica acumulada en 2025* (MW)



Fuente:
Elaboración propia
a partir de datos de
REE. Datos de 2025
no consolidados

*Nota metodológica importante: A partir de 2025 los datos de potencia que facilita Red Eléctrica incluyen datos de autoconsumo. Hasta la fecha estos datos solo incluían instalaciones de venta a red pura. Esto explica el incremento de 15,5GW de potencia habido entre 2024 y 2025. Si se descontase la potencia de autoconsumo, la potencia de instalaciones de venta a red se situaría a finales de 2025 en el entorno de los 38GW instalados.

Participación de las CCAA en el mix de generación fotovoltaico nacional en 2025* (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

La evolución histórica de la potencia instalada a nivel comenzó a desarrollarse de forma exponencial en el año 2008 gracias, principalmente al RD 661/2007. El desarrollo prosiguió, en menor medida con el RD 1578/2008 (el marco sucesor) y no fue hasta la aprobación del RDL 1/2012, cuando el crecimiento de la tecnología se estancó totalmente debido a la moratoria renovable publicada en dicho texto.

Así, entre 2013 y 2016 apenas se registraron cambios en la estructura fotovoltaica del país, con la instalación de escasos 213 MW que aún quedaban pendientes de legalizar al abrigo del RD 1578/2008. Esta situación cambió a partir del año 2017, cuando se aprobaron dos subastas para instalar 4 GW de energía solar hasta 2019. En 2018, se pusieron en marcha en España 187 MW, principalmente de autoconsumo con venta a red. De hecho, el gran año de resurgimiento de la energía fotovoltaica se produjo en 2019 cuando se instalaron los 4 GW de las subastas de 2017 y otros tantos sin régimen de primas alentados por las reducciones en los costes de ejecución.

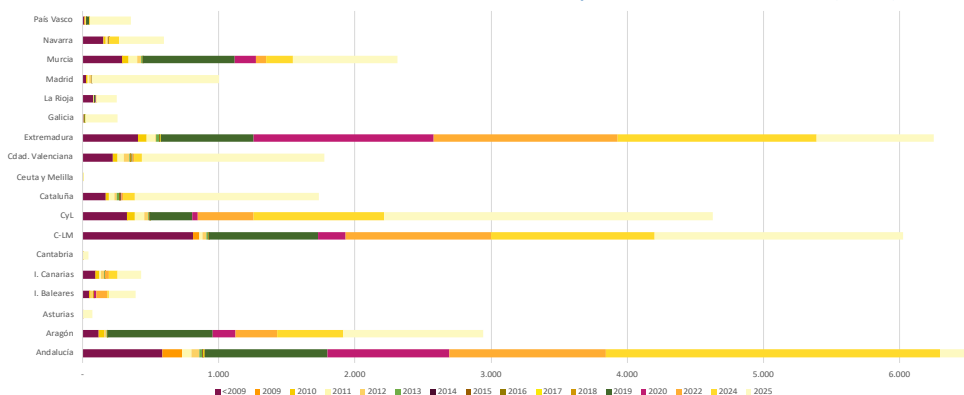
2020, sin duda alguna, estuvo caracterizado por la pandemia mundial. Si bien esta no paralizó la instalación de nuevas plantas, sí que se observó una ralentización en su ritmo de ejecución, que no se recuperó hasta entrado el mes de septiembre de dicho año.

A nivel interanual esto supuso una menor potencia instalada respecto de 2019. En todo caso, este año no dejó de

ser excepcional si se compara con el periodo de 2010-2015.

Por su parte, el periodo 2021-2025 se ha caracterizado por años de intensa actividad regulatoria que, entre otros aspectos, ha tratado de simplificar y agilizar la intensa burocracia asociada a las instalaciones eléctricas. Ello, acompañado de las oscilaciones al alza en los precios del mercado eléctrico, los bajos tipos de interés durante este periodo, y la apuesta decidida de Europa por la descarbonización, han supuesto que entre 2020 y 2025 la potencia acumulada fotovoltaica prácticamente se haya triplicado. Además, en este incremento global de potencia influye sustancialmente el autoconsumo fotovoltaico que a 2025 supone un aporte al sistema de aproximadamente 10GW que, a su vez, representa un 21% del total de potencia fotovoltaica instalada (ver apartado “autoconsumo” del informe).

Potencia fotovoltaica anual instalada por CCAA en 2025* (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASIF y Red Eléctrica de España. Los datos de 2025 no están consolidados

*Nota metodológica importante: A partir de 2025 los datos de potencia que facilita Red Eléctrica incluyen datos de autoconsumo. Hasta la fecha estos datos solo incluían instalaciones de venta a red pura. Esto explica el incremento de 15,5GW de potencia habido entre 2024 y 2025. Si se descontase la potencia de autoconsumo, la potencia de instalaciones de venta a red se situaría a finales de 2025 en el entorno de los 38GW instalados.

Evolución de la potencia instalada anual por CCAA (MW)

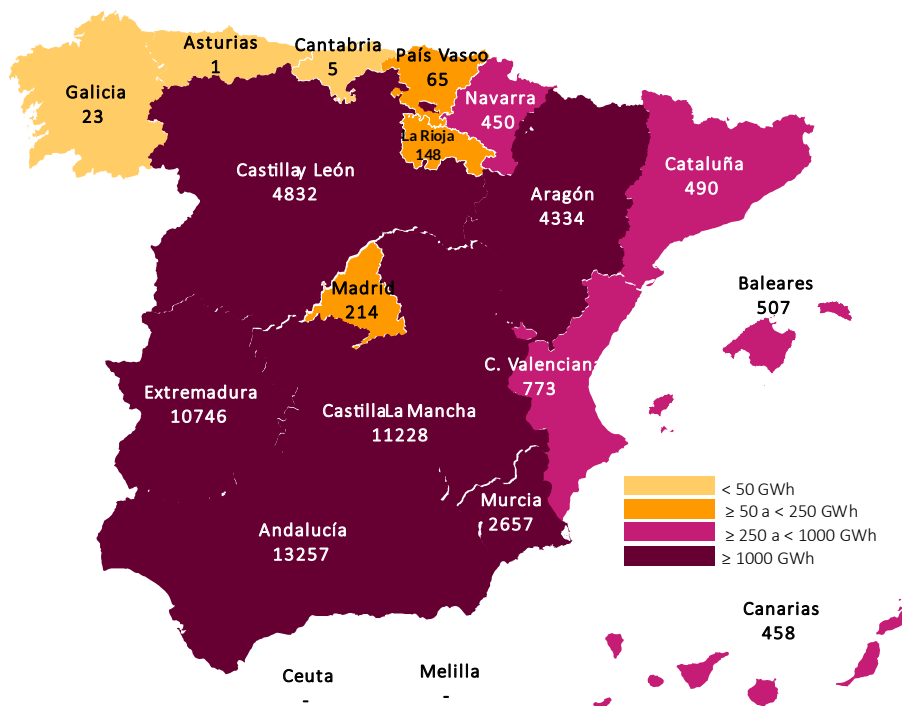
CC.AA	Potencia instalada anual (MW)																
	<2010	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Andalucía	729	(15)	73	55	24	1	2	4	7	4	902	897	336	1.147	1.220	2.453	3.515
Aragón	109	38	(5)	22	3	-	-	0	1	0	769	168	438	306	554	487	1.029
Asturias	1	0	0	-	-	-	-	(0)	0	-	(0)	0	0	0	-	-	69
I. Baleares	52	6	5	15	-	-	-	(0)	2	1	0	22	46	76	108	14	197
I. Canarias	95	27	16	23	3	1	1	0	1	(0)	0	-	17	28	22	62	175
Cantabria	2	0	0	-	-	-	-	0	0	-	-	(0)	2	0	1	-	42
C-LM	860	(3)	22	25	15	-	4	(0)	2	0	800	201	1.053	1.069	2.086	1.203	1.823
CyL	328	58	65	32	6	3	1	0	1	1	307	40	182	412	469	956	2.414
Cataluña	162	23	40	19	16	1	3	1	1	3	5	5	4	13	14	82	1.354
Ceuta y Melilla	0	-	(0)	-	-	-	-	0	0	-	-	-	0	(0)	-	1	1
C. Valenciana	223	35	45	41	3	-	3	0	(1)	13	3	-	41	13	34	56	1.337
Extremadura	398	66	61	8	21	-	2	5	3	0	683	1.321	1.424	1.355	1.063	1.460	862
Galicia	9	1	2	3	1	-	-	0	0	0	1	(0)	(0)	(0)	1	2	236
La Rioja	78	1	4	1	-	-	1	(0)	(0)	0	11	2	(0)	0	3	4	145
Madrid	25	10	12	17	1	1	1	(0)	(3)	0	(1)	(0)	0	(1)	1	-	933
Murcia	291	44	69	24	11	-	-	0	(2)	4	672	157	36	77	184	196	766
Navarra	123	17	9	13	-	-	-	0	(0)	1	0	1	1	2	5	72	332
País Vasco	17	2	4	3	1	-	-	(0)	1	0	24	(1)	1	0	2	4	298
Total	3.501	311	420	301	105	7	18	11	13	28	4.178	2.812	3.581	4.498	5.767	7.052	15.528

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASIF y Red Eléctrica de España. Los datos de 2025 no están consolidados.

*Nota metodológica importante: A partir de 2025 los datos de potencia que facilita Red Eléctrica incluyen datos de autoconsumo. Hasta la fecha estos datos solo incluían instalaciones de venta a red pura. Esto explica el incremento de 15,5GW de potencia habido entre 2024 y 2025. Si se descontase la potencia de autoconsumo, la potencia de instalaciones de venta a red se situaría a finales de 2025 en el entorno de los 38GW instalados.

Respecto de la generación, los principales productores son aquellos con mayor potencia instalada. En el ámbito peninsular, las comunidades que más destacan son 3: Extremadura, Castilla-La Mancha y Andalucía, las cuales, y de forma agregada, representan el 70 % del total de energía fotovoltaica generada para venta a red en España.

Producción fotovoltaica por CC.AA. en 2025 (GWh)

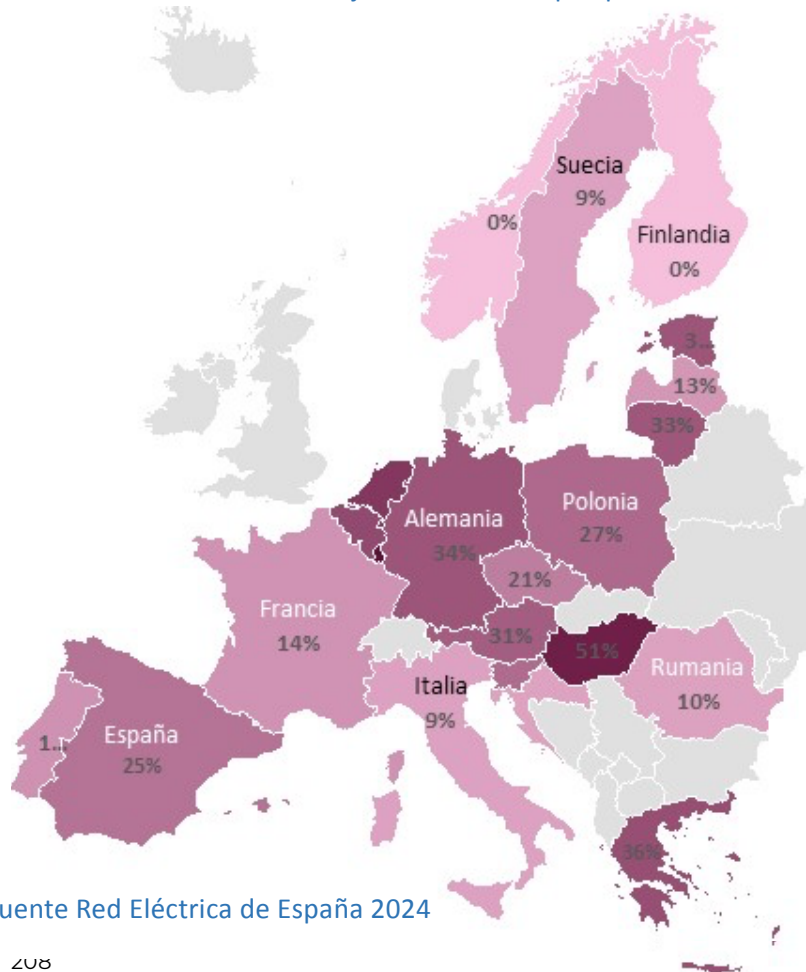


Fuente: Red Eléctrica de España. Datos de 2025 no consolidados

Nota metodológica importante: Los datos de generación no incluyen autoconsumo

A nivel intracomunitario, la importancia de la tecnología fotovoltaica en nuestro país se puede contrastar fácilmente con el resto de los países de nuestro acervo. Dicha comparación se puede realizar desde una doble perspectiva: (i) Evaluando la potencia solar respecto del total instalado en el país y (ii) comparando la generación solar sobre la generación total.

Porcentaje de utilización por países FV en 2024



Fuente Red Eléctrica de España 2024

AUTOCONSUMO

Marco normativo

En la actualidad, el autoconsumo, fotovoltaico en su práctica totalidad, ha dejado de ser una subtecnología marginal dentro del mix energético nacional, a representar más del 5,2% de la potencia total instalada en nuestro país (aproximadamente 138GW de venta a red más 10GW de autoconsumo), superando, en términos de potencia total instalada, a otras tecnologías de generación, tales la termosolar (con 2,3GW), las centrales de carbón (1,5GW) o las cogeneraciones (5,3GW). De hecho, a cierre del 2025, la potencia instalada se sitúa, por encima de la tecnología nuclear (7,1GW).

Mas allá de las favorables circunstancias del mercado que han derivado un crecimiento exponencial de la potencia en los últimos años (incrementos de precios del mercado, fondos “Next Gen”, tipos de interés reducidos, y disminución de los costes de instalación), el desarrollo del autoconsumo se cimenta sobre las bases de una normativa propicia y clara que permite la competencia entre los distintos actores y que define el rol de cada uno de estos dentro del mercado. Así, el desarrollo del autoconsumo ha sido posible gracias al

entorno normativo existente. En este sentido, y de forma resumida, las principales normas aprobadas hasta el 2023 han sido las siguientes:

- RD 1955/2000 y RD 1699/2011: Estas normas de referencia, establecen los requisitos técnicos que la instalación debe cumplir dependiendo de si la potencia contratada es superior o inferior a 100 kW. En el caso concreto del RD 1699/2011 se establece la obligación de regular el suministro de energía producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico. 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.
- RD 900/2015. Aunque está actualmente derogado, es el primer Real Decreto específico de Autoconsumo y conocido por el denominado “impuesto al sol” que grababa con cargos a las instalaciones. En todo caso, esta norma también introdujo definiciones en lo referente a

la potencia contratada e instalada, los titulares de las instalaciones y del consumo y determinó el primer régimen económico propio para los autoconsumos.

- RDL 15/2018. Aprobado a finales de 2018, no solo derogó el RD 900/2015, sino que además sentó las bases del autoconsumo actual, modificando la ley 24/2013 e introduciendo, la normativa básica que aún rige a estas instalaciones: (i) posibilidad de hacer autoconsumo compartidos; (ii) simplificación técnica y administrativa; (iii) régimen económico de los vertidos, que incluye la compensación de excedentes, y (iv) establecimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, como normativa de referencia para la realización de instalaciones sin vertido a red de hasta 100 kWn.
- RD 244/2019 que desarrolla lo establecido en el RDL 15/2018, representando en la actualidad el marco normativo vigente para las instalaciones y sobre el que se realizan la mayor parte de las modificaciones que han tenido lugar durante los últimos años. Esta norma, no solo da cumplimiento al mandato del RDL 15/2018, sino que además instrumenta regulatoriamente todo

el procedimiento técnico y administrativo que deben cumplir las instalaciones de autoconsumo, todo ello sin perjuicio de otras normas específicas (como el RD 1955/2000, RD 1699/2011 o el RD 1183/2020).

- RD 1183/2020, que regula los permisos de acceso y conexión y que ha sido descrito en detalle en el apartado “2020. El inicio de cambios regulatorios” del capítulo 4.1 de este informe.
- RDL 19/2021 que modificó la ley de propiedad horizontal (Ley 49/1960) en lo que respecta a la toma de acuerdos, facilitando la adopción de pactos relativos al autoconsumo en comunidades de propietarios. En concreto, se modifica el quorum necesario para poder ejecutar las instalaciones de forma que, solo se requerirá el voto favorable de la mayoría de los propietarios, que, a su vez, representen la mayoría de las cuotas de participación (antes 3/5 partes).
- RDL 23/2020 que, como se indica en el apartado “2023, el gran año de la fotovoltaica” del capítulo 4.1, establece los hitos administrativos que deben cumplir las instalaciones para no perder los permisos de acceso y conexión. En todo caso, es una norma que, aunque aplica a todas las

instalaciones renovables, está realmente dirigida a las instalaciones de venta a red.

- RDL 29/2021 que, entre otros aspectos eliminaba el aval para instalaciones de autoconsumo de potencia igual o inferior a 100kWn y permitía el autoconsumo a través de red en líneas de alta tensión.
- Orden TED 1247/2021 que modifica los acuerdos de reparto en los consumidores colectivos. Hasta su publicación, los autoconsumidores que formasen parte de un colectivo debían repartir su energía porcentajes anuales globales. Es decir, sin discriminar horas. Tras la publicación de esta orden se permite repartir la energía neta generada entre los consumidores mediante unos coeficientes que pueden ser distintos para cada hora del año.
- RDL 6/2022. Este Real Decreto-ley estableció que, en aquellos nudos de transporte en los que se resolviese la celebración de un concurso de capacidad, el 10% debía liberarse para instalaciones de autoconsumo.
- RDL 14/2012 que, principalmente protegía a los autoconsumidores de las compañías distribuidoras. Para ello, se instrumentaron

medidas tales como reducir a 4 meses el plazo en el que las instalaciones pueden cambiar de tipología de autoconsumo (compensación, venta o sin vertido) o establecer un plazo máximo de 2 meses para que las comercializadoras y distribuidoras activen los autoconsumos con excedentes, penalizando a las que se retrasen con descuentos en factura en concepto de "retardo de autoconsumo".

- RDL 18/2022. Esta norma tenía como objeto incentivar el autoconsumo a través de ciertas medidas, encontrándose, entre ellas las siguientes: (i) exención de autorizaciones administrativas previa y de construcción para instalaciones de hasta 500kW; (ii) ampliación a 1.000 metros la distancia permitida en autoconsumo a través de red; (iii) permite que, para el caso de comunidades energéticas esta actúe como representante de todos los miembros; y (iv) establece la libertad de amortización en el Impuesto sobre Sociedades para inversiones en autoconsumo que entren en funcionamiento en 2023 y con una cuantía máxima sujeta de 500.000 euros.
- RDL 20/2022, que amplió hasta 2.000 metros el autoconsumo colectivo, permitiendo también

que esta distancia se aplique a instalaciones en suelo industrial y/o sobre marquesinas.

- RDL 5/2023 que introduce en la Ley 24/2013 la definición de Comunidad Ciudadana de Energía y los derechos de esta y de las Comunidades de Energías Renovable
- RDL8/2023. Esta norma amplió hasta el 31 de diciembre de 2024 la libertad de amortización de las instalaciones de autoconsumo (establecida en el RDL 18/2022) y la reserva a favor del autoconsumo del 10% de capacidad en los nudos de transporte en los que se resolviese la celebración de un concurso de capacidad (RDL 6/2022).
- Ley 9/2025 que permite que un consumidor pueda estar asociado simultáneamente a un autoconsumo individual sin excedentes y a un autoconsumo a través de red

Respecto de 2026 se espera que se apruebe la actualización del RD 244/2019 y se incluyan aspectos tales como la introducción de una tipología de autoconsumidor, se amplie el autoconsumo a través de red a 5km y se normalice la figura del gestor de autoconsumo.

Principales características agregadas de la normativa

Como se ha comentado, en los últimos años la normativa de autoconsumo ha experimentado

profundas modificaciones. En este sentido, las principales características de la normativa agregada son las 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 (hasta una distancia entre generación y consumo de hasta 2.000 metros, bajo ciertas circunstancias, y las comunidades energéticas.
- 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. Asimismo, las instalaciones de hasta 100kW no necesitan aval.
 - 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.
 - o Exención de autorizaciones administrativas previa y de construcción para instalaciones de hasta 500kW

- Establece los equipos de medida a instalar: (ii) de forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera; (ii) 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; (iii) 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).
 - o El importe a 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.

- o En el caso de autoconsumos colectivos se permite que el reparto de horas entre los distintos autoconsumidores sea a nivel horario.
- Inscripción automática en el Registro de Autoconsumo para ciertos casos.

Estadísticas sectoriales. Potencia instalada.

Como se indicó al inicio de este capítulo, el autoconsumo se ha consolidado como una tecnología clave en el sistema eléctrico gracias a la combinación de distintos factores: (i) las políticas de apoyo nacionales y europeas; (ii) el fuerte incremento del precio de la electricidad entre 2021 y 2023; (iii) la madurez tecnológica, que ha reducido los costes de ejecución y acortado los plazos de retorno; (iv) la mayor conciencia ciudadana por disminuir la dependencia de la red; y (v) los incentivos económicos, tanto de los fondos europeos “Next Generation” como de deducciones fiscales y ayudas directas aplicadas por administraciones locales y autonómicas.

Sin embargo, entre 2024 y 2025 el sector del autoconsumo en España sufrió una contracción tras varios años de expansión continuada. Esta situación estuvo motivada por tres factores principales: (i) la caída del precio de la electricidad, que redujo los ahorros generados por nuevas instalaciones; (ii) la finalización

de las subvenciones previstas en el RD 477/2021, que habían actuado como un motor fundamental en ejercicios anteriores; y (iii) la falta de avances regulatorios para atender las demandas del sector, manteniéndose barreras normativas que limitan su desarrollo y frenan nuevas inversiones.

En lo que respecta a la potencia instalada, pese a todos los desarrollos normativos y el fomento a nivel estatal del autoconsumo, en la actualidad sigue sin haber datos públicos sobre las instalaciones puestas en marcha a nivel estatal y autonómico. La propia administración incumple la normativa (concretamente el artículo 19 del RD 244/2019) y no dispone de un registro de instalaciones de autoconsumo. Así, son las propias asociaciones sectoriales las que facilitan los datos de los que se nutre todo el sector.

En este sentido, en la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada desde 2017 en rangos.

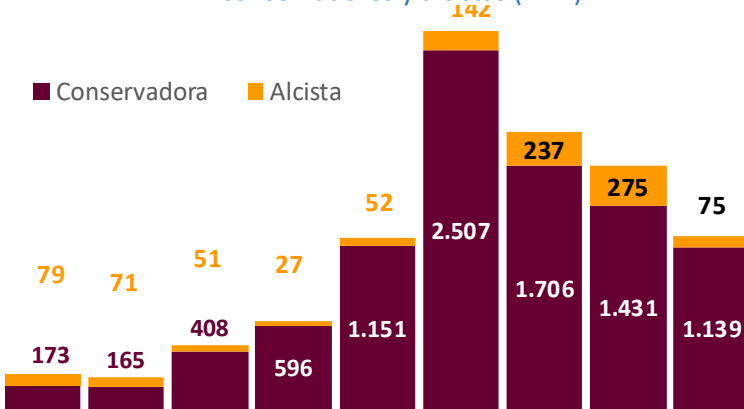
Estimación de potencia instalada anual bajo un escenario conservadores y otro alcista (MW).

Año / Estimación	≤2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Alcista	252	236	459	623	1.203	2.649	1.943	1.706	1.214
Conservadora	173	165	408	596	1.151	2.507	1.706	1.431	1.139

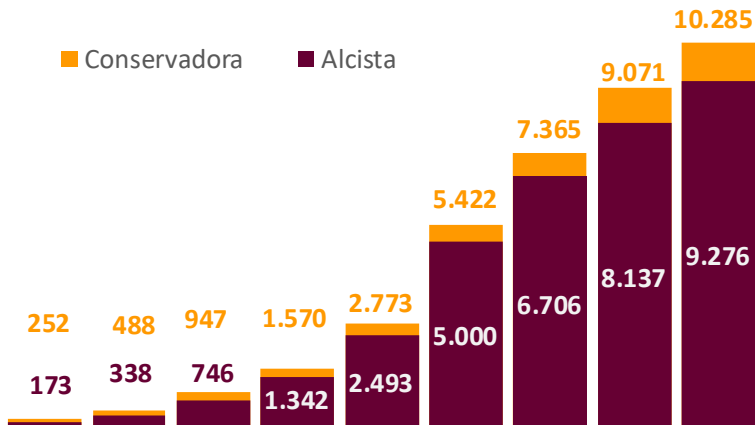
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de APPA Renovables y Unef

Utilizando los datos anteriores, y de forma gráfica se presenta a continuación tanto la potencia anual instalada como la acumulada a 31 de diciembre de 2025.

Estimación de potencia instalada anual bajo escenarios conservadores y alcistas (MW)

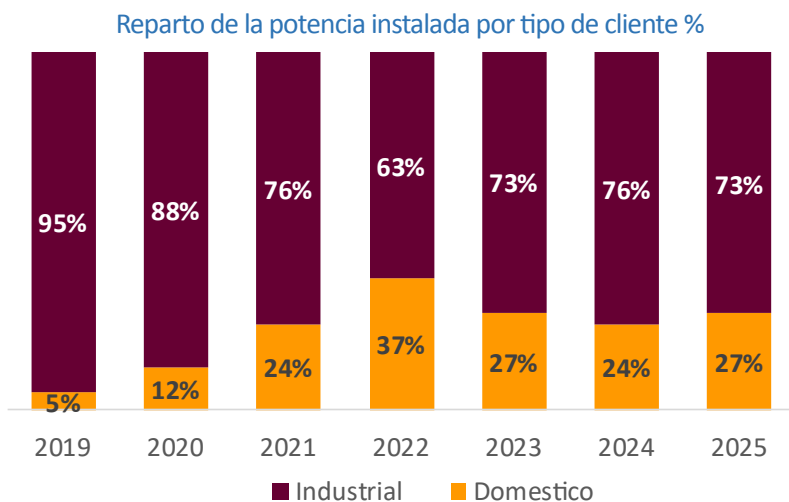


Estimación de potencia instalada acumulada bajo escenarios conservadores y alcistas (MW).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de APPA Renovables y Unef

En cuanto a los tipos de clientes, es importante destacar que el cliente industrial incluye desde PYMES hasta grandes industrias en todos los sectores económicos. Sin embargo, es difícil segmentar las subcategorías, por lo que, en la práctica, se diferencia entre clientes industriales y domésticos como los principales sectores del autoconsumo.



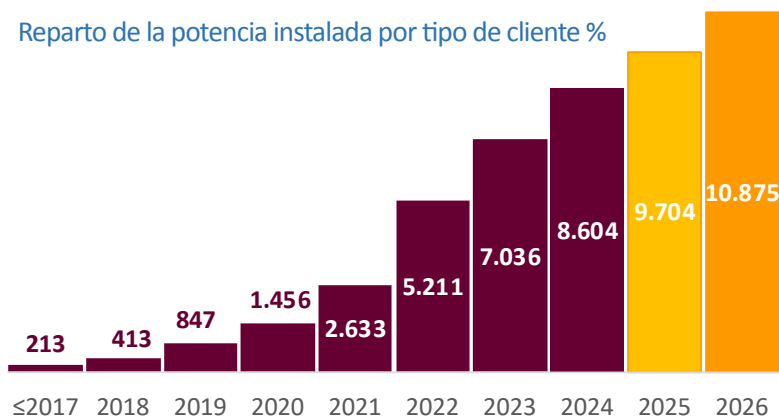
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNEF y APPA Renovables

Según los datos del sector aproximadamente el 73% de la potencia instalada en 2025 se corresponde con instalaciones industriales (76% en 2021). Asimismo, llama poderosamente la atención la evolución del consumo doméstico que entre 2022 y 2023 bajó

desde el 37% a un 24%, aunque su participación se ha incrementado debido al apagón eléctrico del mes de abril de 2025, que derivó en una gran demanda de instalaciones a los que se les añadió almacenamiento.

En todo caso, y en términos absolutos, el 24% de potencia residencial equivale a más de 73.000 y, aproximadamente 60.000 instalaciones nuevas en 2024 y 2025, respectivamente (utilizando una potencia media de 5kW). Es decir, aunque la cifra queda muy por debajo de las más de 111.000 instalaciones domésticas de 2023, el global muestra que sigue existiendo inercia en su ejecución.

Reparto de la potencia instalada por tipo de cliente %



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNEF y APPA Renovables

Las estimaciones futuras sugieren que en 2026 se estará cerca de alcanzar los 11GW de potencia instalada, o lo que es lo mismo, habrá alcanzado el 58% de los

19GW previstos como objetivo por el PNIEC para 2030, en su revisión del mes de octubre de 2024.

Guía de tramitación de instalaciones de autoconsumo

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) dispone de 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 es la aclarar los procedimientos administrativos a realizar ante las administraciones públicas y las empresas distribuidoras en cada una de las modalidades descritas en el RD 244/2019. Está dirigida al público en general, y específicamente a las empresas instaladoras de sistemas de autoconsumo.

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. 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.

Cuadro resumen de las modalidades y los diferentes tipos de autoconsumo

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	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.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en RADNE PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$. 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 RADNE y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo CT Distancia $< 500\text{ m}$ o 2.000 m FV en cubierta, suelo industrial y/o estructuras con otro uso Misma referencia catastral (14dígitos).	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 RADNE y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Cuando exista al menos un consumidor conectado en red interior.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en RADNE y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en RADNE y RAIPEE PROPIETARIO Puede ser diferente

Fuente: IDAE Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (2024)

Tramitación administrativa

Distingue entre:

- 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,
- 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.

- o Autorización ambiental y de utilidad pública: Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo sin excedente y con $P \leq 100$ kW no deberían requerir trámite de impacto ambiental ni utilidad pública, salvo tramitación específica de la comunidad autónoma, o propia del emplazamiento.
- o Autorización administrativa previa y de construcción: Las instalaciones de $P \leq 500$ kW quedan excluidas de esta autorización.

- o Licencia de obras: La normativa municipal determinará el tipo de licencia que es necesario solicitar en cada municipio.

Autorizaciones posteriores a la construcción de la instalación.

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

- o Inscripción en el registro de autoconsumo: Solo lo realizarán las instalaciones con $P > 100$ 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.
 - o Permiso de acceso y conexión y avales o garantías: las instalaciones con excedentes, de $P \leq 100$ 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 40€/kW.
 - o Autorización ambiental y de utilidad pública: Con carácter general, las instalaciones en autoconsumo sin excedente y con $P \leq 100$ kW no deberían requerir trámite de impacto ambiental ni utilidad pública,

- salvo tramitación específica de la comunidad autónoma, o propia del emplazamiento.
- o Autorización administrativa previa y de construcción: Las instalaciones de $P \leq 500$ kW en BT quedan excluidas de esta autorización.
 - o 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.
 - o Inspección inicial e inspección periódica: Las instalaciones realizadas bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), y por norma general, con una $P \leq 25$ 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.
 - o 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.

- o Autorización de explotación: En términos generales, en los casos en que la instalación se ha realizado bajo las especificaciones del REBT y su $P \leq 100$ 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 CCAA. para instalaciones $P \leq 50$ MW.
- o Contrato de acceso para las instalaciones de autoconsumo: Este tipo de contrato solo es necesario para los servicios auxiliares de producción de la instalación.
- o Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares: Solo las instalaciones que no sean instalaciones próximas a red, con una $P \leq 100$ 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.
- o 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.

- o Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo: Los sistemas en autoconsumo CON excedentes con $P > 100$ kW y todas las potencias conectadas en AT deberán realizar la inscripción autonómica de la instalación.
- o 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.
- o Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productores de energía eléctrica (RAIPRE): Las instalaciones con excedentes con $P \leq 100$ kW no precisan de la inscripción en RAIPRE, será la Dirección General de Política Energética y minas del Ministerio quien realice la inscripción.

Tramitación autonómica

A nivel autonómico, la Comunidad Autónoma donde se realiza la instalación tiene su propia normativa interna de aplicación administrativa, este hecho hace que cada región de España tenga sus particularidades. En este sentido los trámites a realizar no solo se refieren a la vertiente energética del proyecto, sino que deben resolver igualmente aspecto de índole urbanística, ambiental, administrativos y fiscales entre

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

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. En cualquier caso, 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).

Bonificaciones en IBI e ICIO más comunes.

Impuesto bonificable	Intensidad típica de la bonificación ¹	Intensidad mínima de la bonificación ²	Intensidad máxima de la bonificación ³	Probabilidad de bonificación ⁴
ICIO	95%	5%	95%	69%
IBI	50% - 3 años	25% - 1 año	50% - 10 años	53%

Fuente: Elaboración propia.

¹ Calculada como la moda entre los 110 municipios consultados, excluyendo aquellos que no disponen de bonificación al autoconsumo fotovoltaico.

² De entre los 110 municipios consultados, excluyendo aquellos que no disponen de bonificación al autoconsumo fotovoltaico.

³ De entre los 110 municipios consultados.

⁴ Probabilidad basada en los 110 municipios consultados.

La bonificación del ICIO, la más frecuente, llega a cubrir en muchas ocasiones la práctica totalidad de la cuantía del impuesto (95%), 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 esta será de aplicación (entre 1 y 5 años en la mayoría de los casos).

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-. ■

REPRESENTACIÓN, DEFENSA Y ASISTENCIA
PARA LOS PEQUEÑOS Y MEDIANOS
PRODUCTORES FOTOVOLTAICOS

ASÓCIATE A ANPIER



AGRIVOLTAICA, OTRA GRAN OPORTUNIDAD

La AGRIVOLTAICA se define como una actividad que combina el uso de producción agrícola y generación eléctrica en el mismo terreno, buscando las sinergias entre ambas actividades, pero donde la actividad agrícola siempre prevalece sobre la de generación eléctrica; aunque en realidad en España no hay una definición legal y consensuada de este término al tratarse de un ámbito novedoso que se irá desarrollando, sin lugar a dudas, en los próximos años, dado que nuestro país es una potencia agraria que cuenta con larga trayectoria en la optimización de los cultivos y, en conjunción, es un país con un tejido fotovoltaico muy desarrollado, sobre la base de una larga experiencia en instalación e ingenierías.

Marco Europeo

Partimos de la denominada Estrategia de Energía Solar de la UE de 18 de mayo de 2022, en ella se sugiere a los países miembros deben impulsar formas innovadoras en el despliegue fotovoltaico, a través de un uso múltiple del suelo y concretamente establece:

“El uso múltiple del espacio puede contribuir a mitigar la escasez de tierra vinculada a la competencia por el espacio, incluida la protección del medio ambiente, la agricultura y la seguridad alimentaria”.

En particular, en determinadas condiciones, el uso agrícola de la tierra puede combinarse con la generación solar en las denominadas instalaciones agrivoltaicas.

Ambas actividades pueden crear sinergias, en virtud de las cuales los sistemas fotovoltaicos pueden contribuir a la protección de los cultivos y a la estabilización de la producción, sin que el agrícola deje de ser el uso principal de la superficie.

España, incipiente desarrollo.

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética introduce, en su artículo 25, la necesidad de hacer compatible la conservación del patrimonio natural con el despliegue de las energías renovables, y la necesidad de medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad al cambio climático de los suelos agrícolas para facilitar la preservación de los mismos.

Por otra parte, el Plan Estratégico de la PAC de España, en su objetivo específico 4, habla de reducir la vulnerabilidad de los sistemas agrícolas, ganaderos

y/o forestales a los impactos del cambio climático y a los eventos extremos fomentando su adaptación.

Pese a que los planes y la normativa española no hacen referencias claras a medidas como la agrivoltaica, sí que dejan ver la oportunidad del establecimiento de sinergias entre la actividad agrícola y ganadera y la implementación de renovables, de acuerdo con lo marcado por la Estrategia Solar de la EU.

En la **Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado** para el año 2023 (en el momento de esta redacción, prorrogados) en la Disposición adicional centésima vigésima segunda. Impulso de la energía agrivoltaica:

“El Gobierno impulsará la energía agrivoltaica. Asimismo, analizará factores que puedan incidir en su despegue, como el uso del suelo, la compatibilidad con las ayudas de la Política Agraria Común u otras políticas sectoriales. En el marco del Plan de Recuperación se pondrán en marcha líneas de ayuda que contemplen el desarrollo de este tipo de proyectos”.

La última mención al término agrivoltaica en la normativa española la encontramos en la **Orden TED/765/2024, de 22 de julio**, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en proyectos innovadores de energías renovables. A efectos de esta

orden, se considera agrivoltaica a aquellos proyectos en los que se realice, sobre la misma superficie de terreno originalmente destinado a uso agrícola, un uso combinado para la producción agrícola y la generación de energía fotovoltaica, siempre que se priorice el uso agrícola como uso principal, y la producción de energía tenga un fin secundario.

En general, todos los cultivos se pueden cultivar en un sistema agrivoltaico. Sin embargo, algunas plantas son más adecuadas que otras. Esto depende, entre otras cosas, de la cantidad de luz que necesiten las plantas para crecer de forma óptima. Igualmente, no todos los cultivos tienen el mismo valor añadido por hectárea, lo que hace que en algunos haya más interés en su protección que en otros, por ejemplo, el cultivo de frutas y hortalizas se caracteriza por un alto valor añadido por hectárea de superficie cultivada.

Por otra parte, los cultivos como las bayas o las manzanas suelen ser muy susceptibles a las influencias climáticas externas, en el cultivo de frutas y hortalizas se utilizan a menudo costosas estructuras de protección, como redes antigranizo o láminas, para protegerlas de las inclemencias del tiempo, esta protección la puede dar la instalación fotovoltaica.

En el caso de la viña, en los ensayos que se están haciendo y las experiencias que ya hay, se están

demostrando múltiples efectos positivos, tanto en la calidad de la uva y en consecuencia del vino, como en la disminución de las necesidades hídricas de las plantas. El sector vitivinícola puede ser uno de los que más le esté afectando el cambio climático.

Integrar sistemas agrivoltaicos en los viñedos puede mitigar algunos de los efectos del cambio climático, retrasar la maduración de las uvas y mejorar la calidad del vino.

En ocasiones se puede utilizar para cultivar variedades de uva que no son típicas de la región, y en otras para permitir que las variedades autóctonas puedan seguir cultivándose.

Se ha demostrado que la sombra que proyectan los paneles solares ha venido retrasando la vendimia de tres a cuatro semanas, respecto a los viñedos circundantes sin fotovoltaica, tanto para la uva blanca como para la uva tinta. Esto afecta a la calidad del vino, la menor exposición al sol ralentiza la acumulación de azúcares en las uvas, lo que mejora el equilibrio entre el grado alcohólico y la acidez en la fermentación. El sistema agrivoltaico mejora el estrés hídrico de las plantas, protege las uvas de excesos meteorológicos, está demostrado una reducción del consumo de agua para riego de hasta un 20% y un aumento del rendimiento de la tierra entre un 20% y un 60%.

El objetivo fijado será establecer las bases reguladoras para la selección y concesión de las ayudas correspondientes

al programa de incentivos de proyectos innovadores de inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen tecnología fotovoltaica y eólica en su caso, así como el almacenamiento asociado a estos proyectos e implantación de bombas de calor renovable.

Retos y oportunidades

Principales retos normativos y administrativos para la agrivoltaica en España:

- 1. Compatibilidad de usos del suelo:** Para abordar un desarrollo de la agrivoltaica, se plantea la posible incompatibilidad en los usos del suelo, ya que, para poder realizar ambas actividades, sería necesario disponer de un uso “mixto” del mismo terreno o parcela o de algún mecanismo legal que lo permita. La normativa sobre suelo es competencia autonómica en España. Sería preciso armonizar normativa CCAA y MAPA, que son los dos organismos competentes en esta materia.
- 2. Afectación a las ayudas de la Política Agraria Común (PAC):** La política agraria común (PAC) está financiada principalmente por la UE y cubre tres tipos de gastos: ayuda a la renta de los agricultores y al respeto de prácticas agrarias sostenibles, medidas de apoyo al mercado y medidas de desarrollo rural.

3. **Acceso y conexión a la red eléctrica:** las instalaciones FV dentro de la agrivoltaica son a priori instalaciones conectadas a red, por lo que deberán tener permisos de acceso y conexión para poder verter a la red, no se puede pensar en que este tipo de instalaciones sean solamente para el autoconsumo. Se debería dar un acceso preferente a este tipo de instalaciones o una reserva de capacidad.

Actualmente muchos nudos de la red eléctrica no disponen de capacidad para poder verter en ellos, por lo que no sería posible conectar una instalación agrivoltaica, hasta que no se libere capacidad o se amplie la capacidad de los mismos.

4. **Línea de ayudas a la agrivoltaica, concretas y específicas:** Para incentivar el desarrollo de la agrivoltaica. Por sus diferencias respecto instalaciones FV convencionales en suelo, es posible que se necesite una ayuda a los proyectos agrivoltaicos para poder incentivar su desarrollo.

5. **Agilidad en la tramitación bajo la naturaleza de proyecto agrivoltaico, así como considerar a la agrivoltaica en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).**

Hay también retos técnicos y económicos:

- Por la falta de un conocimiento compartido y simultaneo entre fotovoltaica y agricultura.

- Por el elevado coste de las instalaciones fotovoltaicas.
- Por la falta de herramientas de modelamiento de un sistema agrivoltaico que incluya la entrada de datos agronómicos y datos fotovoltaicos similares a los usados en las herramientas convencionales de sistemas fotovoltaicos.
- En la compatibilidad de usos agrícolas con las operaciones de O&M fotovoltaicas.

Las OPORTUNIDADES podrían ser las siguientes:

1. Contribución al desarrollo social y económico local dando lugar a nuevos modelos que generen una alternativa de actividad en zonas rurales.
2. Mayor eficiencia ecológica y económica del uso del terreno.
3. Fijar población rural, y creación de puestos de trabajo.
4. Adaptación al cambio climático.
5. Participación en la generación eléctrica distribuida, más eficiente energéticamente y justa socialmente.
6. Contribución al cumplimiento del PNIEC y objetivos europeos de introducción de fotovoltaica, de la Estrategia de Energía Solar de la UE, de la Ley de Cambio Climático.
7. Reducción de impacto ambiental y disminución el consumo de agua hasta un 20%.

8. Aumento del rendimiento de la tierra entre un 20% y un 70%.
9. Fomento de la creación de soluciones innovadoras en el sector fotovoltaico.
10. Mejora de la productividad agropecuaria.

Impulso normativo durante 2025 y expectativas para 2026

Durante 2025 las soluciones agrivoltaicas han seguido consolidándose como palanca de conexión de la transición energética con la eficiencia del uso del suelo y la sostenibilidad de zonas rurales, habiéndose apostado por su apoyo público mediante la segunda convocatoria de ayudas a proyectos innovadores fotovoltaicos, dentro del programa de energías renovables innovadoras RENOINN, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR-NextGenerationEU), en la que la agrivoltaica tiene un papel destacado.

Dicha convocatoria, recogida en la Resolución del 18 de diciembre de 2025, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía del IDAE, tiene por objetivo impulsar la inversión en instalaciones agrivoltaicas que combinen tecnología fotovoltaica con agricultura, incluyendo el almacenamiento asociado, y se diferencia por su enfoque competitivo y por vincular los fondos a

actuaciones que compatibilicen la producción de energía con el uso agrícola del suelo sin disminuir la productividad agraria.

En concreto, la dotación presupuestaria destinada para este programa se ha fijado en 75 millones de euros, con tres grandes líneas de incentivos según la configuración de las estructuras sobre cultivo (intercalada, estructuras medias y estructuras altas).

Este nuevo marco de apoyo público se suma a experiencias previas de financiación de proyectos con almacenamiento y a otras iniciativas normativas que han ido facilitando la adopción de agrivoltaica, como la potenciación de sistemas duales elegibles en programas de ayudas agrarias, lo que puede abrir mayores oportunidades de cofinanciación y apoyo en el contexto de la PAC y las políticas de desarrollo rural.

De cara al ejercicio 2026, no se descarta una posible ampliación presupuestaria en futuras ediciones del programa RENOINN, así como el desarrollo de marcos administrativos que reduzcan barreras de implantación y fomenten la integración efectiva de la energía fotovoltaica con la actividad agrícola, lo que, sin duda debe contribuir a la consolidación de la agrivoltaica como palanca para la transición energética y el desarrollo rural. ■

PARÁMETROS RETRIBUTIVOS 2026-2028

Orden parámetros retributivos para 2026 y contraste con los establecidos en 2023

Mientras se ultimaba la redacción del presente anuario, el 3 de febrero de 2026, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/53/2026, de 27 de enero, 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, con efectos para el periodo regulatorio que se inicia el 1 de enero de 2026.

Esta Orden fija los precios medios de mercado de referencia para el trienio 2026-2028, ajustándolos de forma más realista a la evolución reciente del mercado eléctrico, estableciendo valores de 61,65 €/MWh para 2026; 59,11 €/MWh para 2027; y 58,78 €/MWh para 2028 y posteriores, junto con una reducción del coeficiente de apuntamiento para la tecnología fotovoltaica hasta 0,5784.

Para estimar el precio medio del mercado para la tecnología fotovoltaica se debe tener en cuenta el

aludido apuntamiento de la tecnología (0,5784 según la Orden de parámetros) y aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Precio medio anual fotovoltaica} = Cf \times \text{Precio medio anual}$$

Así pues, los precios medios anuales estimados para la fotovoltaica son los siguientes: (i) año 2026: 35,66 €/MWh; (ii) año 2027: 34,19 €/MWh; (iii) año 2028 y siguientes: 33,92€/MWh

La actualización de parámetros para este nuevo semiperiodo resulta, en términos generales, positiva para los productores fotovoltaicos, al traducirse en un incremento generalizado, para todas las Instalaciones Tipo, tanto de la Retribución a la Inversión como de la Retribución a la Operación del nuevo periodo regulatorio, así como en una reducción de los umbrales y de las horas equivalentes, lo que contribuye a mitigar la exposición de las instalaciones a los precios negativos del mercado eléctrico, reduciendo la afección que estos puedan tener sobre la retribución regulada.

A continuación, se muestra un cuadro comparativo que refleja la evolución y variación de los parámetros retributivos correspondientes al semiperiodo regulatorio 2026-2028, en comparación con los parámetros del semiperiodo inmediatamente anterior.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR A NIVEL ESTATAL

Tabla. Parámetros retributivos 2026/28 Vs Parámetros retributivos 2025

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	2026-2028 Vs 2023-2026
IT-00001	789.754	-	-	-	825.823	55,841	58,200	59,367	36.069
IT-00002	743.361	-	-	-	776.475	53,213	55,559	56,713	33.114
IT-00003	663.985	-	-	-	697.759	49,022	51,347	52,480	33.774
IT-00004	650.720	-	-	-	682.859	48,229	50,550	51,679	32.139
IT-00005	595.390	-	-	-	629.067	45,365	47,671	48,786	33.677
IT-00006	594.934	-	-	-	626.802	45,244	47,550	48,664	31.868
IT-00007	600.027	-	-	-	630.032	45,416	47,723	48,838	30.005
IT-00008	519.189	-	-	-	601.001	36,729	38,990	40,058	81.812
IT-00009	563.872	-	-	-	636.003	38,190	40,458	41,534	72.131
IT-00010	561.859	-	-	-	629.102	37,902	40,169	41,243	67.243
IT-00011	661.478	-	-	-	717.739	41,602	43,887	44,980	56.261
IT-00012	616.197	-	-	-	672.340	39,707	41,983	43,066	56.143
IT-00013	624.873	-	-	-	677.648	39,928	42,205	43,290	52.775
IT-00014	750.416	-	-	-	792.042	44,704	47,005	48,113	41.626
IT-00015	677.227	-	-	-	721.925	41,777	44,063	45,157	44.698
IT-00016	673.975	-	-	-	746.204	42,459	44,749	45,846	72.229
IT-00017	534.831	-	-	-	610.178	36,839	39,101	40,170	75.347
IT-00018	579.831	-	-	-	646.946	38,358	40,628	41,704	67.115
IT-00019	577.280	-	-	-	640.524	38,093	40,361	41,436	63.244
IT-00020	571.580	-	-	-	631.901	37,737	40,003	41,076	60.321
IT-00021	599.259	-	-	-	654.852	38,685	40,956	42,034	55.593
IT-00022	657.189	-	-	-	706.341	40,812	43,094	44,182	49.152
IT-00023	719.729	-	-	-	762.430	43,129	45,422	46,523	42.701
IT-00024	655.551	-	-	-	696.849	48,974	51,298	52,431	41.298
IT-00025	578.542	-	-	-	621.286	44,950	47,255	48,367	42.744
IT-00026	566.789	-	-	-	607.213	44,201	46,502	47,611	40.424
IT-00027	560.662	-	-	-	598.936	43,760	46,059	47,165	38.274
IT-00028	544.888	-	-	-	582.100	42,864	45,158	46,260	37.212
IT-00029	537.828	-	-	-	573.682	42,416	44,708	45,807	35.854
IT-00030	534.887	-	-	-	569.336	42,184	44,475	45,574	34.449
IT-00031	724.797	-	-	-	776.626	44,060	46,358	47,463	51.829
IT-00032	642.957	-	-	-	697.226	40,746	43,027	44,116	54.269
IT-00033	579.958	-	-	-	635.877	38,185	40,453	41,529	55.919
IT-00034	588.800	-	-	-	641.738	38,429	40,699	41,776	52.938
IT-00035	663.773	-	-	-	709.412	41,254	43,538	44,629	45.639
IT-00036	799.683	-	-	-	863.112	47,288	49,602	50,724	63.429
IT-00037	685.341	-	-	-	745.070	42,412	44,701	45,799	59.729
IT-00038	618.650	-	-	-	678.998	39,683	41,958	43,042	60.348
IT-00039	588.633	-	-	-	647.760	38,392	40,661	41,738	59.127
IT-00040	593.189	-	-	-	649.207	38,452	40,721	41,798	56.018
IT-00041	609.762	-	-	-	662.234	38,990	41,262	42,342	52.472
IT-00042	626.414	-	-	-	675.648	39,544	41,819	42,902	49.234
IT-00043	563.852	-	-	3,152	596.455	59,635	62,187	63,550	32.603
IT-00044	557.451	-	-	2,843	587.378	59,152	61,701	63,062	29.927
IT-00045	556.108	-	-	2,778	583.909	58,967	61,515	62,875	27.801
IT-00046	512.738	-	-	0,685	538.815	56,566	59,102	60,450	26.077
IT-00047	527.508	-	-	1,398	552.160	57,277	59,816	61,168	24.652
IT-00048	542.896	-	-	2,141	566.356	58,032	60,576	61,931	23.460

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	2026-2028 Vs 2023-2026
IT-00049	585.571	-	-	0,306	623.742	56,377	58,937	60,309	38.171
IT-00050	521.789	-	-	-	557.573	53,615	56,161	57,519	35.784
IT-00051	501.016	-	-	-	534.935	52,670	55,211	56,564	33.919
IT-00052	603.361	-	-	0,979	634.805	56,838	59,401	60,775	31.444
IT-00053	640.914	-	-	2,400	670.837	58,343	60,913	62,295	29.923
IT-00054	592.259	-	-	0,122	630.829	56,172	58,729	60,098	38.570
IT-00055	647.065	-	-	2,174	682.896	58,323	60,891	62,270	35.831
IT-00056	638.465	-	-	1,852	672.073	57,876	60,441	61,819	33.608
IT-00057	647.704	-	-	2,198	679.477	58,182	60,749	62,127	31.773
IT-00058	646.476	-	-	2,152	676.712	58,067	60,634	62,012	30.236
IT-00059	540.206	-	-	1,163	568.007	57,264	59,799	61,146	27.801
IT-00060	459.660	-	-	-	486.207	52,908	55,422	56,747	26.547
IT-00061	472.921	-	-	-	497.804	53,526	56,043	57,371	24.883
IT-00062	485.562	-	-	-	509.110	54,128	56,648	57,979	23.548
IT-00063	469.234	-	-	-	504.717	50,552	53,078	54,416	35.483
IT-00064	529.002	-	-	-	560.982	52,900	55,439	56,789	31.980
IT-00065	554.701	-	-	-	584.781	53,894	56,437	57,792	30.080
IT-00066	558.600	-	-	-	592.464	53,731	56,271	57,623	33.864
IT-00067	592.517	-	-	-	624.290	55,045	57,592	58,951	31.773
IT-00068	583.131	-	-	-	613.390	54,595	57,140	58,496	30.259
IT-00069	427.182	-	-	-	453.096	51,145	53,650	54,966	25.914
IT-00070	397.316	-	-	-	422.962	49,541	52,038	53,346	25.646
IT-00071	422.622	-	-	-	458.004	48,602	51,118	52,447	35.382
IT-00072	453.393	-	-	-	485.866	49,765	52,287	53,622	32.473
IT-00073	468.617	-	-	-	501.260	49,963	52,484	53,817	32.643
IT-00074	836.233	-	-	16,297	872.302	74,322	76,947	78,385	36.069
IT-00075	697.746	-	-	9,614	727.673	66,621	69,208	70,607	29.927
IT-00076	645.265	-	-	7,081	673.066	63,714	66,286	67,670	27.801
IT-00077	581.136	-	-	3,986	605.788	60,132	62,686	64,052	24.652
IT-00078	571.414	-	-	3,517	594.874	59,551	62,102	63,465	23.460
IT-00079	699.790	-	-	4,627	733.050	60,940	63,523	64,918	33.260
IT-00080	691.105	-	-	4,299	721.027	60,438	63,018	64,411	29.922
IT-00081	677.855	-	-	3,327	711.463	59,503	62,077	63,462	33.608
IT-00082	695.650	-	-	3,994	727.423	60,162	62,739	64,128	31.773
IT-00083	697.322	-	-	4,056	727.557	60,168	62,745	64,134	30.235
IT-00084	545.669	-	-	1,426	570.322	57,387	59,923	61,271	24.653
IT-00085	525.021	-	-	0,430	548.480	56,224	58,754	60,096	23.459
IT-00086	763.557	-	-	6,192	805.143	63,092	65,682	67,084	41.586
IT-00087	597.342	-	-	-	627.265	55,667	58,219	59,584	29.923
IT-00088	534.459	-	-	-	566.864	52,673	55,208	56,555	32.405
IT-00089	688.820	-	-	2,890	719.056	58,960	61,527	62,905	30.236
IT-00090	433.382	-	-	-	457.864	51,399	53,905	55,223	24.482
IT-00091	515.522	-	-	-	546.782	51,843	54,374	55,717	31.260
IT-00092	392.270	-	-	-	435.287	35,047	37,302	38,364	43.017
IT-00093	362.777	-	-	-	406.600	33,520	35,767	36,822	43.823
IT-00094	340.411	-	-	-	387.059	32,479	34,721	35,771	46.648
IT-00095	340.978	-	-	-	386.327	32,440	34,682	35,731	45.349
IT-00096	337.236	-	-	-	384.105	32,322	34,563	35,612	46.869

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00097	325.853	-	-	-	372.261	31,692	33,930	34,975	46.408
IT-00098	313.750	-	-	-	362.263	31,159	33,395	34,437	48.513
IT-00099	348.443	-	-	-	393.269	32,810	35,054	36,105	44.826
IT-00100	327.802	-	-	-	375.332	31,855	34,094	35,140	47.530
IT-00101	322.542	-	-	-	369.181	31,528	33,765	34,809	46.639
IT-00102	370.760	-	-	-	415.283	33,982	36,232	37,289	44.523
IT-00103	375.952	-	-	-	418.853	34,172	36,423	37,481	42.901
IT-00104	334.158	-	-	-	381.243	32,170	34,410	35,458	47.085
IT-00105	339.913	-	-	-	385.337	32,388	34,629	35,678	45.424
IT-00106	326.446	-	-	-	374.071	31,788	34,026	35,072	47.625
IT-00107	366.354	-	-	-	409.927	33,697	35,945	37,001	43.573
IT-00108	314.741	-	-	-	363.185	31,208	33,444	34,487	48.444
IT-00109	329.602	-	-	-	375.747	31,877	34,116	35,162	46.145
IT-00110	310.499	-	-	-	359.240	30,998	33,233	34,275	48.741
IT-00111	321.040	-	-	-	367.784	31,453	33,690	34,734	46.744
IT-00112	351.615	-	-	-	397.478	33,034	35,279	36,331	45.863
IT-00113	366.040	-	-	-	409.635	33,681	35,929	36,985	43.595
IT-00114	359.022	-	-	-	401.978	33,274	35,520	36,573	42.956
IT-00115	341.794	-	-	-	388.344	32,548	34,790	35,840	46.550
IT-00116	344.047	-	-	-	389.181	32,592	34,835	35,885	45.134
IT-00117	313.744	-	-	-	362.258	31,159	33,394	34,437	48.514
IT-00118	329.925	-	-	-	376.048	31,893	34,132	35,179	46.123
IT-00119	331.810	-	-	-	379.060	32,054	34,293	35,341	47.250
IT-00120	331.643	-	-	-	377.645	31,978	34,218	35,264	46.002
IT-00121	310.779	-	-	-	359.501	31,012	33,247	34,289	48.722
IT-00122	312.405	-	-	-	359.754	31,026	33,260	34,302	47.349
IT-00123	376.847	-	-	-	420.943	34,284	36,535	37,593	44.096
IT-00124	357.803	-	-	-	401.974	33,274	35,520	36,573	44.171
IT-00125	369.308	-	-	-	411.544	33,783	36,032	37,088	42.236
IT-00126	337.583	-	-	-	384.428	32,339	34,581	35,629	46.845
IT-00127	341.259	-	-	-	386.589	32,454	34,696	35,745	45.330
IT-00128	343.405	-	-	-	387.455	32,500	34,743	35,792	44.050
IT-00129	343.583	-	-	-	390.009	32,636	34,879	35,929	46.426
IT-00130	329.370	-	-	-	375.532	31,866	34,105	35,151	46.162
IT-00131	338.574	-	-	-	382.962	32,261	34,502	35,550	44.388
IT-00132	337.961	-	-	-	384.780	32,358	34,599	35,648	46.819
IT-00133	323.801	-	-	-	370.353	31,590	33,827	34,872	46.552
IT-00134	335.198	-	-	-	379.822	32,094	34,334	35,382	44.624
IT-00135	311.716	-	-	-	360.372	31,059	33,293	34,336	48.656
IT-00136	319.257	-	-	-	366.126	31,365	33,601	34,645	46.869
IT-00137	331.989	-	-	-	376.838	31,935	34,174	35,221	44.849
IT-00138	357.426	-	-	-	401.623	33,255	35,501	36,554	44.197
IT-00139	359.573	-	-	-	402.491	33,301	35,547	36,601	42.918
IT-00140	339.697	-	-	-	385.136	32,377	34,618	35,667	45.439
IT-00141	346.216	-	-	-	390.069	32,640	34,882	35,933	43.853
IT-00142	329.442	-	-	-	375.599	31,869	34,108	35,154	46.157
IT-00143	343.256	-	-	-	387.316	32,493	34,735	35,785	44.060
IT-00144	326.393	-	-	-	372.763	31,718	33,956	35,002	46.370

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv 2026-2028 Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00145	334.506	-	-	-	379.179	32,060	34,300	35,347	44.673
IT-00146	319.845	-	-	-	366.673	31,394	33,631	34,674	46.828
IT-00147	331.323	-	-	-	376.219	31,902	34,141	35,188	44.896
IT-00148	352.641	-	-	-	397.173	33,018	35,263	36,315	44.532
IT-00149	352.604	-	-	-	396.009	32,956	35,200	36,252	43.405
IT-00150	334.163	-	-	-	379.989	32,103	34,343	35,391	45.826
IT-00151	337.483	-	-	-	381.947	32,207	34,448	35,496	44.464
IT-00152	320.758	-	-	-	367.522	31,439	33,676	34,720	46.764
IT-00153	332.963	-	-	-	377.743	31,983	34,223	35,270	44.780
IT-00154	324.520	-	-	-	371.021	31,626	33,863	34,908	46.501
IT-00155	329.943	-	-	-	374.935	31,834	34,073	35,119	44.992
IT-00156	314.945	-	-	-	362.116	31,151	33,387	34,429	47.171
IT-00157	326.371	-	-	-	371.613	31,657	33,895	34,940	45.242
IT-00158	345.230	-	-	-	390.282	32,651	34,894	35,944	45.052
IT-00159	341.020	-	-	-	385.237	32,382	34,624	35,673	44.217
IT-00160	326.779	-	-	-	373.122	31,737	33,976	35,021	46.343
IT-00161	334.211	-	-	-	378.904	32,045	34,285	35,332	44.693
IT-00162	317.990	-	-	-	364.948	31,302	33,538	34,582	46.958
IT-00163	325.640	-	-	-	370.933	31,621	33,859	34,904	45.293
IT-00164	333.325	-	-	-	379.210	32,062	34,301	35,349	45.885
IT-00165	322.308	-	-	-	367.835	31,456	33,693	34,737	45.527
IT-00166	315.015	-	-	-	362.181	31,155	33,390	34,433	47.166
IT-00167	318.147	-	-	-	363.965	31,250	33,486	34,529	45.818
IT-00168	337.534	-	-	-	383.124	32,270	34,511	35,559	45.590
IT-00169	337.860	-	-	-	382.298	32,226	34,467	35,515	44.438
IT-00170	326.027	-	-	-	370.273	31,586	33,823	34,868	44.246
IT-00171	336.788	-	-	-	382.430	32,233	34,474	35,522	45.642
IT-00172	323.728	-	-	-	369.155	31,526	33,763	34,808	45.427
IT-00173	328.018	-	-	-	372.124	31,684	33,922	34,968	44.106
IT-00174	313.923	-	-	-	361.165	31,101	33,336	34,378	47.242
IT-00175	316.482	-	-	-	362.416	31,167	33,403	34,445	45.934
IT-00176	324.893	-	-	-	369.217	31,529	33,767	34,811	44.324
IT-00177	318.608	-	-	-	365.523	31,333	33,569	34,613	46.915
IT-00178	314.649	-	-	-	360.711	31,077	33,312	34,354	46.062
IT-00179	324.187	-	-	-	368.561	31,495	33,732	34,776	44.374
IT-00180	302.002	-	-	-	350.080	30,511	32,743	33,782	48.078
IT-00181	307.261	-	-	-	353.841	30,711	32,944	33,984	46.580
IT-00182	324.475	-	-	-	368.829	31,509	33,746	34,790	44.354
IT-00183	325.299	-	-	-	370.616	31,604	33,842	34,886	45.317
IT-00184	321.623	-	-	-	366.177	31,368	33,604	34,648	44.554
IT-00185	319.048	-	-	-	364.802	31,294	33,530	34,574	45.754
IT-00186	315.538	-	-	-	360.517	31,066	33,301	34,343	44.979
IT-00187	309.007	-	-	-	355.465	30,797	33,031	34,072	46.458
IT-00188	314.815	-	-	-	359.845	31,030	33,265	34,307	45.030
IT-00189	306.621	-	-	-	353.246	30,679	32,912	33,952	46.625
IT-00190	315.564	-	-	-	360.542	31,068	33,302	34,345	44.978
IT-00191	300.496	-	-	-	347.550	30,376	32,607	33,646	47.054
IT-00192	312.123	-	-	-	357.341	30,897	33,131	34,173	45.218

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinvs 2026-2028 Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00193	295.020	-	-	-	342.457	30,105	32,335	33,372	47.437
IT-00194	290.492	-	-	-	337.225	29,826	32,055	33,091	46.733
IT-00195	284.383	-	-	-	332.564	29,578	31,805	32,840	48.181
IT-00196	285.790	-	-	-	332.852	29,593	31,821	32,856	47.062
IT-00197	282.007	-	-	-	330.354	29,460	31,687	32,721	48.347
IT-00198	283.743	-	-	-	330.948	29,492	31,719	32,753	47.205
IT-00199	278.360	-	-	-	326.963	29,280	31,506	32,539	48.603
IT-00200	283.882	-	-	-	331.078	29,499	31,726	32,760	47.196
IT-00201	274.652	-	-	-	323.514	29,096	31,321	32,353	48.862
IT-00202	282.311	-	-	-	329.617	29,421	31,648	32,682	47.306
IT-00203	291.887	-	-	-	339.543	29,950	32,179	33,215	47.656
IT-00204	278.685	-	-	-	326.245	29,241	31,467	32,500	47.560
IT-00205	279.175	-	-	-	327.721	29,320	31,546	32,580	48.546
IT-00206	276.331	-	-	-	324.055	29,125	31,350	32,382	47.724
IT-00207	277.564	-	-	-	324.273	29,137	31,362	32,394	46.709
IT-00208	276.629	-	-	-	325.353	29,194	31,420	32,452	48.724
IT-00209	274.664	-	-	-	322.505	29,042	31,267	32,299	47.841
IT-00210	277.564	-	-	-	324.273	29,137	31,362	32,394	46.709
IT-00211	276.082	-	-	-	324.844	29,167	31,392	32,425	48.762
IT-00212	274.933	-	-	-	322.755	29,056	31,280	32,312	47.822
IT-00213	277.564	-	-	-	324.273	29,137	31,362	32,394	46.709
IT-00214	272.523	-	-	-	321.535	28,991	31,215	32,247	49.012
IT-00215	271.491	-	-	-	319.554	28,885	31,109	32,140	48.063
IT-00216	277.564	-	-	-	324.273	29,137	31,362	32,394	46.709
IT-00217	273.396	-	-	-	322.346	29,034	31,259	32,291	48.950
IT-00218	270.537	-	-	-	318.667	28,838	31,062	32,093	48.130
IT-00219	268.127	-	-	-	315.497	28,669	30,892	31,922	47.370
IT-00220	267.746	-	-	-	316.071	28,700	30,923	31,953	48.325
IT-00221	268.127	-	-	-	315.497	28,669	30,892	31,922	47.370
IT-00222	258.754	-	-	-	308.729	28,309	30,530	31,558	49.975
IT-00223	265.737	-	-	-	314.203	28,600	30,823	31,853	48.466
IT-00224	268.127	-	-	-	315.497	28,669	30,892	31,922	47.370
IT-00225	261.862	-	-	-	311.620	28,463	30,685	31,714	49.758
IT-00226	264.227	-	-	-	312.798	28,526	30,748	31,777	48.571
IT-00227	268.127	-	-	-	315.497	28,669	30,892	31,922	47.370
IT-00228	292.963	-	-	-	340.544	30,003	32,232	33,269	47.581
IT-00229	263.724	-	-	-	312.331	28,501	30,723	31,752	48.607
IT-00230	268.127	-	-	-	315.497	28,669	30,892	31,922	47.370
IT-00231	377.875	-	-	-	402.476	49,307	51,807	53,118	24.601
IT-00232	384.521	-	-	-	407.949	49,598	52,100	53,412	23.428
IT-00233	335.860	-	-	-	362.219	47,163	49,653	50,953	26.359
IT-00234	358.020	-	-	-	382.417	48,239	50,733	52,039	24.397
IT-00235	336.348	-	-	-	362.684	47,188	49,677	50,978	26.336
IT-00236	338.347	-	-	-	363.574	47,236	49,725	51,026	25.227
IT-00237	329.942	-	-	-	356.587	46,864	49,351	50,650	26.645
IT-00238	321.424	-	-	-	347.435	46,376	48,861	50,158	26.011
IT-00239	311.823	-	-	-	339.373	45,947	48,430	49,724	27.550
IT-00240	335.477	-	-	-	360.837	47,090	49,579	50,879	25.360

IT	Parámetros retributivos 2023/25			Parámetros retributivos 2026/28			Variación Rinv		
	Rinv 2023/25 €/MW	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MW	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	2026-2028 Vs 2023-2026
IT-00241	383.219	-	-	-	407.632	49,581	52,083	53,395	24.413
IT-00242	340.711	-	-	-	365.832	47,356	49,846	51,147	25.121
IT-00243	340.539	-	-	-	366.676	47,401	49,891	51,193	26.137
IT-00244	347.475	-	-	-	372.313	47,701	50,193	51,496	24.838
IT-00245	339.107	-	-	-	365.310	47,328	49,818	51,119	26.203
IT-00246	338.314	-	-	-	363.542	47,234	49,723	51,024	25.228
IT-00247	315.551	-	-	-	342.906	46,135	48,619	49,914	27.355
IT-00248	332.635	-	-	-	358.127	46,946	49,434	50,733	25.492
IT-00249	368.649	-	-	-	391.810	48,739	51,236	52,544	23.161
IT-00250	324.231	-	-	-	351.151	46,574	49,060	50,358	26.920
IT-00251	324.868	-	-	-	350.720	46,551	49,037	50,334	25.852
IT-00252	341.652	-	-	-	365.864	47,358	49,848	51,149	24.212
IT-00253	353.916	-	-	-	379.471	48,082	50,576	51,881	25.555
IT-00254	363.479	-	-	-	387.665	48,518	51,014	52,321	24.186
IT-00255	345.594	-	-	-	371.512	47,658	50,150	51,453	25.918
IT-00256	344.220	-	-	-	369.194	47,535	50,026	51,328	24.974
IT-00257	327.497	-	-	-	354.259	46,740	49,227	50,525	26.762
IT-00258	334.911	-	-	-	360.297	47,061	49,550	50,850	25.386
IT-00259	339.475	-	-	-	365.660	47,347	49,837	51,138	26.185
IT-00260	329.525	-	-	-	355.160	46,788	49,275	50,573	25.635
IT-00261	312.735	-	-	-	340.238	45,993	48,476	49,771	27.503
IT-00262	325.197	-	-	-	351.033	46,568	49,054	50,351	25.836
IT-00263	349.832	-	-	-	374.572	47,821	50,314	51,617	24.740
IT-00264	352.457	-	-	-	378.075	48,008	50,501	51,806	25.618
IT-00265	341.356	-	-	-	366.451	47,389	49,879	51,180	25.095
IT-00266	336.390	-	-	-	360.829	47,089	49,578	50,878	24.439
IT-00267	332.189	-	-	-	358.725	46,977	49,466	50,765	26.536
IT-00268	331.000	-	-	-	356.567	46,863	49,350	50,649	25.567
IT-00269	336.805	-	-	-	361.226	47,111	49,599	50,899	24.421
IT-00270	323.503	-	-	-	350.458	46,537	49,023	50,320	26.955
IT-00271	326.988	-	-	-	352.741	46,659	49,145	50,443	25.753
IT-00272	339.200	-	-	-	363.513	47,232	49,722	51,022	24.313
IT-00273	308.893	-	-	-	336.598	45,799	48,282	49,575	27.705
IT-00274	318.814	-	-	-	344.948	46,244	48,728	50,024	26.134
IT-00275	326.715	-	-	-	351.587	46,597	49,084	50,381	24.872
IT-00276	343.532	-	-	-	368.536	47,500	49,991	51,293	25.004
IT-00277	342.851	-	-	-	367.015	47,419	49,909	51,211	24.164
IT-00278	331.974	-	-	-	357.496	46,912	49,400	50,699	25.522
IT-00279	333.802	-	-	-	358.357	46,958	49,446	50,745	24.555
IT-00280	329.558	-	-	-	355.192	46,789	49,277	50,575	25.634
IT-00281	338.896	-	-	-	363.224	47,217	49,706	51,007	24.328
IT-00282	321.485	-	-	-	347.493	46,379	48,865	50,161	26.008
IT-00283	325.541	-	-	-	350.466	46,538	49,024	50,321	24.925
IT-00284	317.288	-	-	-	343.500	46,167	48,651	49,946	26.212
IT-00285	325.566	-	-	-	350.489	46,539	49,025	50,322	24.923
IT-00286	338.575	-	-	-	363.791	47,247	49,737	51,037	25.216
IT-00287	325.467	-	-	-	350.394	46,534	49,020	50,317	24.927
IT-00288	323.629	-	-	-	349.538	46,488	48,974	50,271	25.909

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	2026-2028 Vs 2023-2026
IT-00289	326.141	-	-	-	351.038	46,568	49,054	50,352	24.897
IT-00290	316.794	-	-	-	343.030	46,142	48,626	49,921	26.236
IT-00291	323.878	-	-	-	348.877	46,453	48,939	50,235	24.999
IT-00292	313.599	-	-	-	339.997	45,980	48,463	49,758	26.398
IT-00293	318.559	-	-	-	343.800	46,183	48,667	49,962	25.241
IT-00294	308.842	-	-	-	335.481	45,740	48,222	49,515	26.639
IT-00295	319.578	-	-	-	344.769	46,234	48,719	50,014	25.191
IT-00296	323.784	-	-	-	349.685	46,496	48,982	50,279	25.901
IT-00297	319.564	-	-	-	344.756	46,234	48,718	50,014	25.192
IT-00298	311.250	-	-	-	337.766	45,862	48,344	49,638	26.516
IT-00299	315.609	-	-	-	340.993	46,033	48,517	49,811	25.384
IT-00300	311.910	-	-	-	338.393	45,895	48,378	49,672	26.483
IT-00301	310.979	-	-	-	336.588	45,799	48,281	49,574	25.609
IT-00302	302.951	-	-	-	329.886	45,442	47,922	49,214	26.935
IT-00303	309.367	-	-	-	335.056	45,717	48,199	49,492	25.689
IT-00304	298.895	-	-	-	326.037	45,237	47,716	49,007	27.142
IT-00305	305.554	-	-	-	331.428	45,524	48,005	49,297	25.874
IT-00306	322.878	-	-	-	348.822	46,450	48,936	50,232	25.944
IT-00307	321.140	-	-	-	346.262	46,314	48,799	50,095	25.122
IT-00308	308.397	-	-	-	335.057	45,717	48,199	49,492	26.660
IT-00309	303.002	-	-	-	329.001	45,395	47,875	49,166	25.999
IT-00310	310.091	-	-	-	334.941	45,711	48,193	49,486	24.850
IT-00311	299.685	-	-	-	326.785	45,277	47,756	49,047	27.100
IT-00312	298.028	-	-	-	324.274	45,143	47,622	48,912	26.246
IT-00313	308.120	-	-	-	333.064	45,611	48,092	49,385	24.944
IT-00314	307.899	-	-	-	334.584	45,692	48,174	49,467	26.685
IT-00315	297.930	-	-	-	324.180	45,138	47,617	48,907	26.250
IT-00316	305.013	-	-	-	330.103	45,454	47,934	49,226	25.090
IT-00317	298.902	-	-	-	326.043	45,237	47,717	49,007	27.141
IT-00318	292.946	-	-	-	319.458	44,887	47,364	48,653	26.512
IT-00319	305.371	-	-	-	330.445	45,472	47,952	49,244	25.074
IT-00320	304.357	-	-	-	330.289	45,463	47,944	49,236	25.932
IT-00321	302.648	-	-	-	327.850	45,334	47,813	49,105	25.202
IT-00322	302.425	-	-	-	328.452	45,366	47,846	49,137	26.027
IT-00323	299.414	-	-	-	324.769	45,170	47,649	48,939	25.355
IT-00324	294.354	-	-	-	320.793	44,958	47,436	48,725	26.439
IT-00325	296.019	-	-	-	321.546	44,998	47,476	48,765	25.527
IT-00326	289.996	-	-	-	316.663	44,738	47,215	48,503	26.667
IT-00327	295.704	-	-	-	321.246	44,982	47,460	48,749	25.542
IT-00328	286.560	-	-	-	313.407	44,565	47,041	48,328	26.847
IT-00329	294.604	-	-	-	320.202	44,926	47,404	48,693	25.598
IT-00330	209.053	-	-	-	240.477	40,682	43,138	44,406	31.424
IT-00331	209.064	-	-	-	239.504	40,630	43,086	44,353	30.440
IT-00332	210.210	-	-	-	241.558	40,739	43,196	44,464	31.348
IT-00333	204.269	-	-	-	235.010	40,391	42,846	44,112	30.741
IT-00334	202.587	-	-	-	234.430	40,360	42,815	44,080	31.843
IT-00335	205.340	-	-	-	236.014	40,444	42,899	44,166	30.674
IT-00336	201.533	-	-	-	233.445	40,307	42,762	44,027	31.912

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv 2026-2028 Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MWh	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MWh	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00337	202.487	-	-	-	233.340	40,302	42,756	44,022	30.853
IT-00338	203.128	-	-	-	234.936	40,387	42,842	44,108	31.808
IT-00339	202.102	-	-	-	232.980	40,282	42,737	44,002	30.878
IT-00340	210.133	-	-	-	241.486	40,735	43,192	44,460	31.353
IT-00341	199.296	-	-	-	230.351	40,142	42,596	43,861	31.055
IT-00342	196.916	-	-	-	227.237	39,977	42,430	43,694	30.321
IT-00343	205.892	-	-	-	237.521	40,524	42,980	44,247	31.629
IT-00344	197.614	-	-	-	228.774	40,058	42,512	43,776	31.160
IT-00345	196.916	-	-	-	227.237	39,977	42,430	43,694	30.321
IT-00346	216.341	-	-	-	247.291	41,044	43,503	44,772	30.950
IT-00347	197.282	-	-	-	228.464	40,042	42,495	43,760	31.182
IT-00348	196.916	-	-	-	227.237	39,977	42,430	43,694	30.321
IT-00349	201.333	-	-	-	233.258	40,297	42,752	44,017	31.925
IT-00350	197.977	-	-	-	229.115	40,077	42,530	43,795	31.138
IT-00351	196.916	-	-	-	227.237	39,977	42,430	43,694	30.321
IT-00352	201.709	-	-	-	233.609	40,316	42,771	44,036	31.900
IT-00353	195.422	-	-	-	226.723	39,949	42,402	43,666	31.301
IT-00354	196.916	-	-	-	227.237	39,977	42,430	43,694	30.321
IT-00355	198.429	-	-	-	230.542	40,153	42,606	43,871	32.113
IT-00356	192.407	-	-	-	223.905	39,799	42,251	43,514	31.498
IT-00357	190.397	-	-	-	221.132	39,652	42,103	43,365	30.735
IT-00358	190.821	-	-	-	222.424	39,720	42,172	43,435	31.603
IT-00359	190.397	-	-	-	221.132	39,652	42,103	43,365	30.735
IT-00360	190.151	-	-	-	222.819	39,741	42,193	43,456	32.668
IT-00361	191.181	-	-	-	222.759	39,738	42,190	43,453	31.578
IT-00362	190.397	-	-	-	221.132	39,652	42,103	43,365	30.735
IT-00363	213.231	-	-	-	244.383	40,890	43,347	44,616	31.152
IT-00364	189.947	-	-	-	221.606	39,677	42,128	43,391	31.659
IT-00365	190.397	-	-	-	221.132	39,652	42,103	43,365	30.735
IT-00366	188.616	-	-	-	220.362	39,611	42,062	43,324	31.746
IT-00367	190.397	-	-	-	221.132	39,652	42,103	43,365	30.735
IT-00368	320.674	-	-	-	347.623	45,530	48,006	49,294	26.949
IT-00369	302.273	-	-	-	330.209	44,603	47,075	48,358	27.936
IT-00370	307.148	-	-	-	334.819	44,848	47,321	48,605	27.671
IT-00371	295.929	-	-	-	325.351	44,344	46,815	48,096	29.422
IT-00372	304.598	-	-	-	332.408	44,720	47,192	48,476	27.810
IT-00373	297.317	-	-	-	325.523	44,353	46,824	48,106	28.206
IT-00374	330.972	-	-	-	357.400	46,050	48,529	49,820	26.428
IT-00375	304.819	-	-	-	332.617	44,731	47,203	48,487	27.798
IT-00376	317.595	-	-	-	344.698	45,374	47,850	49,137	27.103
IT-00377	314.843	-	-	-	342.096	45,235	47,711	48,997	27.253
IT-00378	304.153	-	-	-	331.987	44,697	47,170	48,453	27.834
IT-00379	293.669	-	-	-	322.086	44,170	46,640	47,921	28.417
IT-00380	319.493	-	-	-	345.564	45,420	47,896	49,183	26.071
IT-00381	312.191	-	-	-	338.638	45,051	47,526	48,811	26.447
IT-00382	311.194	-	-	-	337.694	45,001	47,475	48,760	26.500
IT-00383	319.456	-	-	-	344.713	45,375	47,851	49,138	25.257
IT-00384	306.597	-	-	-	333.338	44,769	47,242	48,526	26.741

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv 2026-2028 Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MW	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MW	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00385	308.522	-	-	-	336.119	44,917	47,391	48,675	27.597
IT-00386	313.828	-	-	-	340.189	45,134	47,609	48,894	26.361
IT-00387	307.924	-	-	-	334.595	44,836	47,309	48,593	26.671
IT-00388	285.562	-	-	-	314.449	43,763	46,231	47,510	28.887
IT-00389	302.723	-	-	-	329.666	44,574	47,045	48,328	26.943
IT-00390	311.917	-	-	-	337.551	44,993	47,467	48,752	25.634
IT-00391	297.941	-	-	-	325.135	44,332	46,803	48,085	27.194
IT-00392	307.884	-	-	-	334.557	44,834	47,307	48,591	26.673
IT-00393	296.795	-	-	-	324.052	44,275	46,745	48,026	27.257
IT-00394	298.180	-	-	-	325.362	44,344	46,815	48,097	27.182
IT-00395	287.424	-	-	-	315.205	43,804	46,272	47,551	27.781
IT-00396	285.911	-	-	-	313.776	43,728	46,195	47,474	27.865
IT-00397	296.443	-	-	-	322.866	44,212	46,682	47,963	26.423
IT-00398	277.052	-	-	-	305.413	43,282	45,748	47,024	28.361
IT-00399	290.579	-	-	-	317.320	43,916	46,385	47,664	26.741
IT-00400	287.072	-	-	-	314.003	43,740	46,207	47,486	26.931
IT-00401	287.700	-	-	-	314.597	43,771	46,239	47,518	26.897
IT-00402	284.116	-	-	-	311.207	43,591	46,058	47,336	27.091
IT-00403	310.255	-	-	-	336.804	44,954	47,427	48,712	26.549
IT-00404	285.863	-	-	-	312.860	43,679	46,146	47,425	26.997
IT-00405	197.084	-	-	-	229.465	39,239	41,684	42,940	32.381
IT-00406	207.372	-	-	-	239.080	39,751	42,198	43,457	31.708
IT-00407	191.867	-	-	-	225.653	39,036	41,480	42,735	33.786
IT-00408	199.098	-	-	-	231.347	39,339	41,784	43,041	32.249
IT-00409	195.318	-	-	-	227.815	39,151	41,595	42,851	32.497
IT-00410	189.649	-	-	-	222.529	38,869	41,312	42,567	32.880
IT-00411	190.041	-	-	-	222.894	38,889	41,332	42,586	32.853
IT-00412	191.441	-	-	-	223.272	38,909	41,352	42,607	31.831
IT-00413	191.441	-	-	-	223.272	38,909	41,352	42,607	31.831
IT-00414	184.176	-	-	-	217.427	38,598	41,039	42,292	33.251
IT-00415	183.162	-	-	-	216.482	38,547	40,989	42,241	33.320
IT-00416	185.228	-	-	-	217.468	38,600	41,042	42,294	32.240
IT-00417	315.162	-	-	-	343.491	45,310	47,785	49,072	28.329
IT-00418	287.432	-	-	-	317.366	43,919	46,387	47,667	29.934
IT-00419	309.477	-	-	-	337.022	44,965	47,439	48,724	27.545
IT-00420	309.535	-	-	-	338.182	45,027	47,501	48,786	28.647
IT-00421	306.820	-	-	-	334.509	44,832	47,305	48,589	27.689
IT-00422	298.645	-	-	-	327.908	44,480	46,951	48,234	29.263
IT-00423	295.458	-	-	-	323.772	44,260	46,730	48,011	28.314
IT-00424	290.977	-	-	-	320.697	44,096	46,565	47,846	29.720
IT-00425	287.030	-	-	-	315.832	43,837	46,305	47,584	28.802
IT-00426	313.008	-	-	-	340.361	45,143	47,618	48,904	27.353
IT-00427	300.975	-	-	-	330.106	44,597	47,069	48,352	29.131
IT-00428	268.117	-	-	-	299.245	42,954	45,418	46,692	31.128
IT-00429	290.498	-	-	-	319.099	44,011	46,480	47,760	28.601
IT-00430	282.565	-	-	-	312.792	43,675	46,142	47,421	30.227
IT-00431	282.055	-	-	-	311.145	43,588	46,054	47,332	29.090
IT-00432	315.148	-	-	-	341.440	45,201	47,675	48,962	26.292

IT	Parámetros retributivos 2023/25			Parámetros retributivos 2026/28			Variación Rinv		
	Rinv 2023/25 €/MW	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MW	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	2026-2028 Vs 2023-2026
IT-00433	290.122	-	-	-	319.894	44,053	46,523	47,803	29.772
IT-00434	280.522	-	-	-	309.701	43,511	45,977	47,255	29.179
IT-00435	283.245	-	-	-	312.266	43,647	46,114	47,393	29.021
IT-00436	261.208	-	-	-	292.777	42,610	45,071	46,344	31.569
IT-00437	274.301	-	-	-	303.849	43,199	45,664	46,940	29.548
IT-00438	241.428	-	-	-	274.307	41,626	44,083	45,351	32.879
IT-00439	265.624	-	-	-	295.704	42,765	45,228	46,502	30.080
IT-00440	284.016	-	-	-	312.993	43,686	46,153	47,432	28.977
IT-00441	283.857	-	-	-	311.837	43,624	46,091	47,370	27.980
IT-00442	266.341	-	-	-	296.377	42,801	45,264	46,538	30.036
IT-00443	278.107	-	-	-	306.409	43,335	45,801	47,078	28.302
IT-00444	264.183	-	-	-	294.352	42,693	45,156	46,429	30.169
IT-00445	278.786	-	-	-	307.050	43,369	45,835	47,112	28.264
IT-00446	258.732	-	-	-	289.234	42,421	44,882	46,154	30.502
IT-00447	268.847	-	-	-	297.694	42,871	45,335	46,609	28.847
IT-00448	273.074	-	-	-	301.670	43,083	45,547	46,823	28.596
IT-00449	267.373	-	-	-	297.346	42,853	45,316	46,590	29.973
IT-00450	276.084	-	-	-	304.502	43,234	45,699	46,975	28.418
IT-00451	268.371	-	-	-	297.245	42,847	45,311	46,585	28.874
IT-00452	258.538	-	-	-	289.053	42,411	44,872	46,144	30.515
IT-00453	263.409	-	-	-	292.577	42,599	45,061	46,334	29.168
IT-00454	272.938	-	-	-	302.570	43,131	45,596	46,871	29.632
IT-00455	274.664	-	-	-	303.166	43,163	45,627	46,903	28.502
IT-00456	257.167	-	-	-	287.765	42,343	44,803	46,075	30.598
IT-00457	268.674	-	-	-	297.531	42,863	45,326	46,600	28.857
IT-00458	262.004	-	-	-	291.255	42,529	44,990	46,263	29.251
IT-00459	252.827	-	-	-	283.703	42,126	44,586	45,856	30.876
IT-00460	256.734	-	-	-	286.297	42,265	44,725	45,996	29.563
IT-00461	257.741	-	-	-	287.244	42,315	44,775	46,047	29.503
IT-00462	250.462	-	-	-	281.490	42,009	44,468	45,737	31.028
IT-00463	257.979	-	-	-	287.468	42,327	44,787	46,059	29.489
IT-00464	252.731	-	-	-	282.542	42,065	44,524	45,794	29.811
IT-00465	248.728	-	-	-	278.788	41,865	44,323	45,592	30.060
IT-00466	251.968	-	-	-	281.826	42,027	44,486	45,756	29.858
IT-00467	251.429	-	-	-	281.321	42,000	44,458	45,728	29.892
IT-00468	254.577	-	-	-	283.345	42,107	44,567	45,837	28.768
IT-00469	239.616	-	-	-	270.243	41,410	43,866	45,133	30.627
IT-00470	254.215	-	-	-	283.004	42,089	44,549	45,819	28.789
IT-00471	277.751	-	-	-	306.073	43,317	45,783	47,060	28.322
IT-00472	252.534	-	-	-	281.424	42,005	44,464	45,734	28.890
IT-00473	246.251	-	-	-	275.520	41,691	44,148	45,416	29.269
IT-00474	235.154	-	-	-	266.060	41,187	43,642	44,908	30.906
IT-00475	246.527	-	-	-	275.779	41,705	44,162	45,430	29.252
IT-00476	244.712	-	-	-	274.074	41,614	44,071	45,339	29.362
IT-00477	107.181	-	-	-	146.896	34,842	37,265	38,499	39.715
IT-00478	99.988	-	-	-	139.110	34,428	36,849	38,080	39.122
IT-00479	101.488	-	-	-	140.505	34,502	36,923	38,155	39.017
IT-00480	101.315	-	-	-	140.344	34,494	36,915	38,147	39.029

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MW	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MW	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00481	96.919	-	-	-	135.253	34,222	36,642	37,873	38.334
IT-00482	96.919	-	-	-	135.253	34,222	36,642	37,873	38.334
IT-00483	96.919	-	-	-	135.253	34,222	36,642	37,873	38.334
IT-00484	91.039	-	-	-	129.784	33,931	36,350	37,579	38.745
IT-00485	95.222	-	-	-	134.677	34,192	36,611	37,842	39.455
IT-00486	91.890	-	-	-	131.579	34,027	36,446	37,675	39.689
IT-00487	96.141	-	-	-	136.628	34,296	36,716	37,947	40.487
IT-00488	91.039	-	-	-	129.784	33,931	36,350	37,579	38.745
IT-00489	443.806	-	-	-	475.208	49,320	51,840	53,172	31.402
IT-00490	389.160	-	-	-	422.841	47,134	49,643	50,964	33.681
IT-00491	352.343	-	-	-	387.862	45,674	48,176	49,489	35.519
IT-00492	379.713	-	-	-	413.849	46,758	49,266	50,585	34.136
IT-00493	357.841	-	-	-	391.711	45,834	48,337	49,652	33.870
IT-00494	336.980	-	-	-	371.918	45,008	47,507	48,817	34.938
IT-00495	366.824	-	-	-	400.241	46,190	48,695	50,011	33.417
IT-00496	347.767	-	-	-	382.146	45,435	47,936	49,248	34.379
IT-00497	334.598	-	-	-	369.666	44,914	47,412	48,722	35.068
IT-00498	326.725	-	-	-	363.645	44,663	47,160	48,468	36.920
IT-00499	334.838	-	-	-	369.893	44,924	47,422	48,732	35.055
IT-00500	348.778	-	-	-	381.915	45,425	47,926	49,239	33.137
IT-00501	342.822	-	-	-	376.249	45,189	47,688	49,000	33.427
IT-00502	334.620	-	-	-	369.687	44,915	47,413	48,723	35.067
IT-00503	330.884	-	-	-	364.930	44,716	47,214	48,522	34.046
IT-00504	324.088	-	-	-	358.490	44,448	46,943	48,251	34.402
IT-00505	325.993	-	-	-	360.295	44,523	47,019	48,327	34.302
IT-00506	322.543	-	-	-	357.027	44,386	46,882	48,189	34.484
IT-00507	358.334	-	-	-	391.006	45,805	48,308	49,622	32.672
IT-00508	328.722	-	-	-	362.881	44,631	47,128	48,436	34.159
IT-00509	305.807	-	-	-	341.198	43,726	46,218	47,522	35.391
IT-00510	315.677	-	-	-	350.521	44,115	46,609	47,915	34.844
IT-00511	304.495	-	-	-	339.959	43,674	46,166	47,470	35.464
IT-00512	124.234	-	-	-	169.962	36,578	39,034	40,302	45.728
IT-00513	120.647	-	-	-	165.334	36,385	38,840	40,107	44.687
IT-00514	115.693	-	-	-	162.020	36,246	38,701	39,967	46.327
IT-00515	111.464	-	-	-	158.086	36,082	38,536	39,801	46.622
IT-00516	113.373	-	-	-	158.569	36,102	38,556	39,821	45.196
IT-00517	468.073	-	-	-	499.328	49,883	52,404	53,737	31.255
IT-00518	445.565	-	-	-	477.624	48,986	51,503	52,831	32.059
IT-00519	426.780	-	-	-	458.314	48,189	50,701	52,025	31.534
IT-00520	411.647	-	-	-	445.106	47,643	50,153	51,474	33.459
IT-00521	407.828	-	-	-	441.452	47,492	50,001	51,322	33.624
IT-00522	382.727	-	-	-	416.198	46,449	48,952	50,268	33.471
IT-00523	423.073	-	-	-	456.033	48,094	50,606	51,930	32.960
IT-00524	366.157	-	-	-	400.440	45,798	48,298	49,610	34.283
IT-00525	361.351	-	-	-	397.262	45,667	48,166	49,478	35.911
IT-00526	367.449	-	-	-	401.666	45,848	48,349	49,661	34.217
IT-00527	331.634	-	-	-	369.181	44,506	47,000	48,306	37.547
IT-00528	351.222	-	-	-	386.259	45,212	47,709	49,018	35.037

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv Vs 2023-2026
	Rinv 2023/25 €/MW	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MW	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	
IT-00529	339.871	-	-	-	375.521	44,768	47,264	48,570	35.650
IT-00530	385.613	-	-	-	417.793	46,515	49,019	50,334	32.180
IT-00531	379.117	-	-	-	412.754	46,307	48,809	50,124	33.637
IT-00532	351.583	-	-	-	386.601	45,226	47,724	49,033	35.018
IT-00533	391.642	-	-	-	423.553	46,753	49,258	50,575	31.911
IT-00534	331.263	-	-	-	367.381	44,432	46,926	48,231	36.118
IT-00535	353.818	-	-	-	387.513	45,264	47,762	49,071	33.695
IT-00536	329.669	-	-	-	365.873	44,370	46,863	48,168	36.204
IT-00537	355.189	-	-	-	388.817	45,318	47,816	49,125	33.628
IT-00538	388.070	-	-	-	420.141	46,612	49,116	50,432	32.071
IT-00539	348.793	-	-	-	382.738	45,067	47,563	48,872	33.945
IT-00540	345.016	-	-	-	380.386	44,969	47,466	48,773	35.370
IT-00541	343.548	-	-	-	377.769	44,861	47,357	48,664	34.221
IT-00542	329.752	-	-	-	365.951	44,373	46,866	48,171	36.199
IT-00543	343.530	-	-	-	377.752	44,861	47,356	48,664	34.222
IT-00544	370.591	-	-	-	404.650	45,972	48,473	49,786	34.059
IT-00545	337.475	-	-	-	372.014	44,624	47,118	48,424	34.539
IT-00546	336.748	-	-	-	371.325	44,595	47,089	48,395	34.577
IT-00547	360.741	-	-	-	395.297	45,585	48,085	49,396	34.556
IT-00548	325.591	-	-	-	360.754	44,158	46,650	47,954	35.163
IT-00549	334.486	-	-	-	368.096	44,462	46,955	48,261	33.610
IT-00550	132.881	-	-	-	177.681	36,595	39,050	40,315	44.800
IT-00551	146.721	-	-	-	193.283	37,240	39,697	40,966	46.562
IT-00552	132.363	-	-	-	178.503	36,629	39,084	40,349	46.140
IT-00553	132.038	-	-	-	178.202	36,617	39,071	40,337	46.164
IT-00554	126.852	-	-	-	172.074	36,364	38,817	40,081	45.222
IT-00555	126.852	-	-	-	172.074	36,364	38,817	40,081	45.222
IT-00556	119.276	-	-	-	165.028	36,073	38,524	39,787	45.752
IT-00557	119.859	-	-	-	166.875	36,149	38,601	39,864	47.016
IT-00558	117.932	-	-	-	165.082	36,075	38,527	39,789	47.150
IT-00559	87.722	-	-	-	153.600	18,270	20,279	21,090	65.878
IT-00560	105.914	-	-	-	144.490	35,602	37,823	38,850	38.576
IT-00561	94.550	-	-	-	137.794	32,811	35,007	36,008	43.244
IT-00562	71.259	-	-	-	117.489	30,911	33,097	34,088	46.230
IT-00563	89.655	-	-	-	144.279	33,061	35,275	36,294	54.624
IT-00564	94.788	-	-	-	150.104	33,013	35,225	36,242	55.316
IT-00565	71.559	-	-	-	137.854	17,462	19,468	20,278	66.295
IT-00566	90.527	-	-	-	129.390	34,826	37,046	38,072	38.863
IT-00567	79.856	-	-	-	123.348	32,069	34,263	35,264	43.492
IT-00568	65.362	-	-	-	111.227	30,590	32,774	33,765	45.865
IT-00569	82.926	-	-	-	137.016	32,769	34,982	36,000	54.090
IT-00570	87.751	-	-	-	142.544	32,712	34,923	35,939	54.793
IT-00571	63.964	-	-	-	130.135	17,065	19,071	19,880	66.171
IT-00572	83.153	-	-	-	121.802	34,437	36,656	37,681	38.649
IT-00573	78.759	-	-	-	121.607	31,979	34,174	35,174	42.848
IT-00574	58.943	-	-	-	104.539	30,246	32,430	33,420	45.596
IT-00575	75.493	-	-	-	129.175	32,453	34,665	35,683	53.682
IT-00576	80.013	-	-	-	134.411	32,388	34,598	35,614	54.398

IT	Parámetros retributivos 2023/25				Parámetros retributivos 2026/28				Variación Rinv
	Rinv 2023/25 €/MW	Ro 2023 €/MWh	Ro 2024 €/MWh	Ro 2025 €/MWh	Rinv 2026/28 €/MW	Ro 2026 €/MWh	Ro 2027 €/MWh	Ro 2028 €/MWh	2026-2028 Vs 2023-2026
IT-00577	307.069	-	-	-	341.284	43,729	46,222	47,525	34.215
IT-00578	329.814	-	-	-	363.661	44,278	46,771	48,076	33.847
IT-00579	324.301	-	-	-	358.429	44,062	46,554	47,857	34.128
IT-00580	313.789	-	-	-	339.327	45,088	47,562	48,848	25.538
IT-00581	296.431	-	-	-	322.107	44,171	46,641	47,922	25.676
IT-00582	91.039	-	-	-	129.784	33,931	36,350	37,579	38.745
IT-00583	79.759	-	-	-	120.296	33,426	35,842	37,069	40.537
IT-00584	356.852	-	-	-	392.134	45,852	48,355	49,669	35.282
IT-00585	96.498	-	-	-	144.168	35,501	37,952	39,214	47.670
IT-00586	352.436	-	-	-	386.198	45,209	47,707	49,016	33.762
IT-00587	335.191	-	-	-	368.766	44,489	46,983	48,289	33.575
IT-00588	116.784	-	-	-	162.710	35,977	38,428	39,690	45.926
IT-00589	202.316	-	-	-	233.448	39,451	41,897	43,154	31.132
IT-00590	702.112	-	-	-	765.749	43,266	45,560	46,661	63.637
IT-00591	287.474	-	-	-	313.621	43,719	46,187	47,465	26.147
IT-00592	72.298	-	-	-	98.687	15,693	17,694	18,510	26.389
IT-00593	69.022	-	-	-	96.245	15,568	17,569	18,385	27.223
IT-00594	64.815	-	-	-	93.055	15,405	17,406	18,222	28.240
IT-00595	339.666	-	-	-	373.013	44,665	47,159	48,466	33.347

Fuente: Elaboración propia sobre datos de la Orden TED 53/2026



anpier

Asociación nacional
de productores
de energía fotovoltaica



ASISTENCIA
JURÍDICA

ASISTENCIA
TÉCNICA

ASISTENCIA
FISCAL

ACTOS, JORNADAS
Y FORMACIONES

ATENCIÓN
AL SOCIO

INFORMACIÓN
SECTORIAL

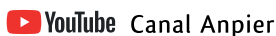
RED DE PROVEEDORES
RECOMENDADOS CON SERVICIOS Y
DESCUENTOS CONCERTADOS

SOMOS LA GENERACIÓN SOCIAL

Agustín de Betancourt, 17 - 8ª - 28003 Madrid



T. 91 133 68 77 - info@anpier.org



LA PROBLEMÁTICA DE LAS 62.000 FAMILIAS FOTOVOLTAICAS ESPAÑOLAS CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO

Hace 15 años, el Estado español se lanzó a promover la instalación de fuentes de generación renovable, con la intención de combatir la emergencia climática e iniciar una transición energética hacia un modelo eléctrico y renovable, en el que nuestro país contaba con importantes ventajas competitivas -por su territorio, su sol y su viento- y evitaba la enorme dependencia energética del exterior, que lastraba nuestra balanza comercial.

Esa decisión de Estado tenía como objetivo primordial madurar las tecnologías renovables y poner en marcha un tejido industrial tecnológico innovador. El resultado ha sido el esperado: España es líder en penetración de generación renovable, su industria solar y eólica son referencia internacional, se ha dado un paso decisivo en la transición ecológica y el precio que han de pagar familias y empresas por la energía en España ha caído a cotas impensables, gracias a la nueva producción de energías limpias, incluso son muchos los días del año que registran horas a precios cero o negativos.

Pero esta fantástica historia esconde un fiasco, que nuestro Gobierno debería enmendar, y solo se completará el éxito cuando se acuerde una solución justa y definitiva para quienes movilaron el capital que fue necesario para impulsar este trascendental proceso: las 62.000 familias fotovoltaicas pioneras españolas, que destinaron sus ahorros e hipotecaron sus hogares para poner en marcha las primeras instalaciones, que eran imprescindibles para que el proceso de la descarbonización se pudiera poner en marcha.

Tan solo dos años después de que se pusieran en marcha dichas instalaciones, se inició un proceso de desprestigio contra ellas que tuvo como esperado colofón un carrusel de recortes retroactivos que ha supuesto recortes de hasta el 45% de los ingresos esperados. En aquellos años se señalaba que las renovables eran muy caras y un lastre para el sistema eléctrico y el consumidor, sin que ahora se diga que ese esfuerzo de unos años supone ahora ahorros de magnitud muy superior que han venido para quedarse. Se les achacó también el déficit de tarifa, que ya existía y crecía en progresión geométrica antes de que se produjera el despliegue de estas instalaciones. Una desinformación orientada a justificar el mayor atropello de una administración frente a sus administrados, a los que llamó a invertir todos sus ahorros con arreglo a unas normas que fueron publicadas en el Boletín Oficial de Estado y difundidas en una campaña del propio Ministerio.

Los inversores internacionales no vieron conveniente acudir a la justicia española como inevitablemente debieron hacer los nacionales, en cuyas instancias perdieron cualquier posibilidad de reparación frente a argumentos por parte del Estado que no han parecido aceptables en la Corte de Arbitraje del Banco Mundial en Washington, instancia a la que acudieron de forma masiva los inversores foráneos y en la que sí están logrando laudos favorables, que condenan al Estado español a repararles los daños sufridos por estos cambios normativos retroactivos.

¿Merecen las familias españolas que no se les reconozca su trascendental labor? ¿Merecen las familias nacionales peor justicia que los grandes fondos internacionales? En Anpier pensamos que no es difícil ni costoso reparar el error cometido para que nuestra transición energética pueda ser considerada realmente justa y plenamente exitosa.

PROBLEMA SOCIAL QUE SE PUEDE RESOLVER CON VOLUNTAD POLÍTICA

Este colectivo de 62.000 familias españolas, pequeños productores de energía solar fotovoltaica representados por la asociación ANPIER, ha sufrido drásticos recortes en sus ingresos, de hasta un 45%, con lo que se ha quebrantado gravemente sus economías domésticas.

Estas 62.000 familias, en su inmensa mayoría ciudadanos jubilados que habitan entornos rurales, destinaron sus aho-

rros e hipotecaron sus hogares en lo que era la inversión más importante de sus vidas, fundamentalmente en los años 2007-2009, porque el propio Estado español solicitó a la ciudadanía que apoyaran con sus inversiones personales el proceso de maduración de las fuentes de generación renovable, y lo presentó como una inversión ética, patriótica, rentable y segura.

A los dos años de tener en funcionamiento sus instalaciones de generación fotovoltaica, en 2010, se inició un carrusel de recortes retroactivos que fue destrozando estas inversiones, un proceso justificado con argumentos falaces y acompañado de informaciones al ciudadano igualmente falsas para justificar estas acciones, achacando a estas instalaciones el denominado “déficit de tarifa”.

La sucesión de recortes se inició en 2010 y se consolidó en 2014 y sus implicaciones eran muy diversas en función de la tipología de la instalación. Las grandes instalaciones, propiedad de grandes empresas y fondos internacionales de inversión, gracias a sus recursos financieros propios y a las economías de escala en las compras de material y autopromoción, lograban retornos de inversión mucho más favorables que los pequeños productores, porque éstos últimos compraban las instalaciones a las grandes promotoras (que aplicaban márgenes de comercialización elevados) y tenían que recurrir a la banca financiar para afrontar los pagos (a tipos de interés cercanos al 6%).

El IDAE, organismo que impulsó estas inversiones, hizo los números a los pequeños productores en una campaña “Es sol puede ser suyo” pensada para captar a familias para impulsar el cambio de modelo energético. Estos números recomendaban financiar a diez años a las familias y para fomentar esta movilización de inversión, habida cuenta de lo indicado en el párrafo anterior, ofrecía un retorno un poco mayor para las instalaciones de menos de 100 kW, como forma de compensar en alguna medida el no poder autopromocionar y tener que soportar márgenes de comercialización y necesidad de financiar. Sin embargo, las grandes empresas y fondos fraccionaron todas sus propiedades en pequeñas instalaciones de 100 kW para realizar beneficios adicionales.

La realidad es que de los 4.000 MW de instalaciones fotovoltaicas afectadas, sólo un 20% está en manos de pequeños productores (62.000 familias), mientras que el 80% es propiedad de grandes operadores.

Por otra parte, los grandes tenedores, por lo expuesto, gozan de una situación privilegiada en sus ingresos y los internacionales, además, están ganando sus laudos arbitrales, en procedimientos arbitrales internacionales a los que los pequeños productores nacionales no pueden acudir por las normas procesales y los fueros de competencia de aplicación. En estos pleitos internacionales, aunque no logran toda

la compensación que solicitan, sí obtienen laudos que engrasan sus rentabilidades notablemente.

La norma que regula ahora la retribución de las instalaciones fotovoltaicas que nos ocupan, conocidas como históricas, encierran no pocos giros que, tras una aparente objetividad, ocultan graves injusticias que los tribunales arbitrales están sabiendo interpretar. Uno de los elementos más perversos es atribuir una rentabilidad del 7,39% que, en la práctica, no es real, puesto que parte de una arbitraria valoración de las instalaciones, muy a la baja en el caso de las familias que adquirieron (con los lógicos costes de comercialización) y más aproximada para los que por volumen pudieron construir sobre economía de escala, “disfrazados” además de pequeños productores a través de Sociedades Limitadas instrumentales para fraccionar en 100kW y obtener la rentabilidad reservada a familias.

En este punto, es preciso recordar que las instalaciones tienen una vida útil establecida, tras ella la instalación queda inservible, por lo que ya no sólo no se logra un 7,39% de rentabilidad, sino que el que sería “principal” en una inversión financiera se extingue a los 30 años. Además, estas instalaciones son máquinas que requieren mantenimientos y están sometidas a averías y daños por estar expuestas a las inclemencias climáticas, situaciones que, al no ser posible encontrar los elementos originales, están disparando los costes de mantenimiento esperados.

En este punto es preciso recordar que estas inversiones no fueron un hecho excepcional en España, se realizaron en toda Europa por imperativo de la propia UE para iniciar la necesaria transición energética. España replicó el sistema retributivo Alemán, país que no ha realizado ningún recorte retroactivo, algunos Estados de la UE han realizado, en colaboración con los productores, ajustes muy moderados. Lo de España ha sido desproporcionado, no en balde es el país del mundo -junto con Argentina y Venezuela- con más Laudos pendientes de resolución por quebrantar la Carta de la Energía, y sin remisión va perdiendo uno tras otro.

Sin el esfuerzo inversor que se hizo hace una década para madurar esta tecnología, la fotovoltaica, estaríamos indefensos frente al cambio climático y cautivos de la generación fósil, contaminante y cara, en un país con una alarmante dependencia energética del exterior. Las 62.000 familias fotovoltaicas españolas han transformado lo que era un horizonte desolador en un presente energético de ilusión y esperanza, que alumbraba un escenario sostenible y competitivo. Pero, el gran milagro no surgió por generación espontánea; hemos recorrido una década apasionante de esfuerzo colectivo, que ha legado una reducción de costes de hasta un 90%. Ahora tenemos la capacidad de obtener electricidad autóctona y no contaminante a menos de 30 €/MWh, impensable unos pocos años atrás.

Esta aventura de las familias fotovoltaicas, que destinaron sus ahorros e hipotecaron sus hogares, ha favorecido que España cuente con empresas de referencia internacional que nos aportan empleo, riqueza y prestigio. Fue necesario movilizar 25.000 millones de euros, el 80% financiado por la banca, que ha realizado su negocio satisfactoriamente, puesto que el colectivo fotovoltaico, para superar las graves dificultades de los dramáticos recortes retroactivos, refinanció de los 10 años que les recomendó el Estado a 15, e incluso cerca de 20 en un elevado número de casos, para poder cumplir con sus obligaciones de pago.

Contamos ahora con un parque de generación de energía limpia y barata; una industria pujante e internacionalizada; los objetivos de reducción de GEI a nuestro alcance; una banca que realiza sus beneficios; y una modularidad que abre las puertas a la socialización de la producción.

Sin embargo, la piedra angular de estos extraordinarios avances soporta recortes retroactivos abusivos, mientras continúa cumpliendo mes a mes con sus financiaciones y gestionando unas instalaciones que, dada su obsolescencia, tienen unos costes de mantenimiento inesperados. Familias honestas que hicieron una inversión ética –en muchos casos la única inversión de sus vidas– en su gran mayoría de entornos rurales; gentes que defendieron sus convicciones renovables frente a los ataques más furibundos, cuando incluso

se negaba el cambio climático, y que todavía se preguntan si algún día podrán alcanzar la doble justicia que reclaman: una reparación económica por los abusivos recortes que quebrantaron sus economías, y un reconocimiento político y social por el sacrificio que tantos frutos ha dado.

El recorte medio en la retribución fue del 30%, una magnitud que, como se proyectó con carácter retroactivo y para toda la vida útil regulatoria, supone un montante descomunal e insoportable para los pequeños productores, algunos de ellos soportan recortes de hasta el 45%

DIFERENTES CAMPAÑAS EL SOL PUEDE SER SUYO DEL IDAE:

Uno de los elementos que se sugirió como solución para reducir el déficit tarifario fue identificar que su origen había estado en la cuantía de las primas a las renovables. Esta aseveración de responsabilidad única, a pesar de ser de una absoluta falsedad, fue apoyada e instigada por el sector tradicional, que en esos momentos carecía de inversiones en fotovoltaica, que eran las que más cuantía tenían reconocidas por MWh generado, y fue ganando cuerpo dentro de los gobiernos porque, al fin y al cabo, el sector inversor renovable siempre sería ajeno a la estructura orgánica que dirigía la política energética formada en una simbiosis entre el gobierno y el sector energético, independientemente de cuál fuera la ideología del partido en el gobierno.



Uno de los elementos que llama poderosamente la atención en los recortes que luego se produjeron, es que las grandes plantas, las que estaban financiadas sin garantías corporativas, no tuvieron impagos ni ningún default, quizás porque el recorte se diseñó para que fuera el equity el que perdiera su valor y se mantuviera la capacidad para el pago del servicio de la deuda, introduciendo procesos de adaptación de esta para facilitar dichos compromisos. Esta situación no se dio en pequeños inversores que, además de invertir a un mayor coste, lo hicieron asumiendo garantías personales para la concesión de unos créditos con servicios de deuda muy superiores a los ingresos que quedaron disponibles, después de los ajustes llevados a cabo por el gobierno.

LA PROPUESTA DE ANPIER: JUSTA Y EQUILIBRADA.

Actualmente, conforme se ha indicado, la vida útil retributiva de las instalaciones fotovoltaicas es de 30 años, de acuerdo al artículo 5 de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, que sin embargo, No obstante, aquel plazo es insuficiente para que estas instalaciones pueden obtener el mismo nivel de retribución regulada que hubieran obtenido con el inicial marco regulatorio, establecido en el Real Decreto 661/2007 que regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, lo que supone el riesgo de cierre de estas instalaciones, principalmente de las pequeñas instalaciones de una potencia de hasta 100 Kw.

De hecho, conviene recordar que probablemente por dicha razón, y pese a las ventajas que presentan, en los últimos años el número de estas pequeñas instalaciones ha disminuido notablemente, habiendo pasado de representar alrededor del 62% de la capacidad instalada en los años 2007 y 2008, a representar tan solo, el 0,5% de la nueva potencia instalada, confirmando la tendencia de las instalaciones de producción en general y las fotovoltaicas en particular, al aumento de su tamaño año tras año.

Se da la circunstancia que estas pequeñas instalaciones suelen encontrarse en zonas rurales, integrantes del reto demográfico, y sus titulares son personas físicas y pequeñas y medianas empresas de carácter familiar.

Es por ello, que, para estas pequeñas instalaciones, cualquiera que sea su tecnología (eólica, fotovoltaica o minihidráulica), y siempre que sus titulares sean personas físicas y pequeñas y medianas empresas, se propone aplicar extender su vida útil regulatoria por 3 años más, y puesto que la rentabilidad razonable se reconoce a lo largo de toda la vida útil regulatoria de una instalación tipo, se propone, asimismo, el incremento del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de estas.



Esta medida, y este régimen diferenciado, no debe considerarse discriminatoria, pues tienen su justificación en el mayor impacto que los recortes retroactivos tuvieron en estas instalaciones, además de por las sus especiales circunstancias (distribución distribuida, consumo de proximidad sin transporte de la energía generada, sin las pérdidas de energía que llevan aparejadas y sin necesidad de inversiones en nuevas redes) y de sus titulares (personas físicas y pequeñas y medianas empresas), y por la necesidad de potenciar el desarrollo económico de estas zonas rurales del reto demográfico. ■

ANPIER, UNA ASOCIACIÓN COMPROMETIDA CON LA GENERACIÓN RENOVABLE Y SOCIAL

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



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.

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 con-

tinuamente, de manera proactiva, información de interés a través de los medios, de nuestra web o de nuestras redes sociales. Ofrecemos respuestas a todas las dudas e inquietudes que les surgen a nuestros asociados, tanto a través de circulares generales o territoriales, como, de manera directa y personalizada a cada socio que requiera asistencia técnica, jurídica, fiscal o de cualquier otra índole.

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

EQUIPO

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

Asesor fiscal: Fernando Berenguer López; Asesor jurídico: Ángel Escribano Gutiérrez; Departamento Audiovisual y comunicación: Ignacio del Pozo García;

Departamento de Administración: María José Urbaneja Sánchez; Departamento 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 Fotovoltaico. 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. ■

JUNTA DIRECTIVA



Miguel Ángel
Martínez-Aroca
Pérez
Presidente



Juan Antonio
Cabrero
Samaniego
Vicepresidente



Juan Castro-Gil
Amigo
Secretario



Lluís Calatayud i
Pla
Tesorero

VOCALES



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



Diamantina
Centeno
Castilla y León



Alberto Nieto
Vivas
Subdelegado
Castilla y León



Francisco Pérez
Abastar
Castilla-La Mancha



María Claudia
Galán
Subdelegada
Castilla-La Mancha



Albert Masas
Pelagí
Cataluña



Juan José López
Vivas
Extremadura



Jorge García
Domínguez
La Rioja



José Francisco
Valcaneras
Martínez
Islas Baleares



Jorge Puebla
García
Madrid



Paloma Muñoz de Luis
Subdelegada de Madrid



José Antonio Rapún
Delegado Navarra



Pili Eraso Osés
Subdelegada Navarra



Lluís Calatayud i Pla
Comunidad Valenciana



Yolanda Candela
Alfonso
Subdelegada de Alicante



Antonio
Cordonil
Galicia



Julián Lana
Numendi
País Vasco



Santiago
Martínez
Gabaldón
Región de Murcia

EQUIPO



Rafael Barrera
Morcillo
Director



María José
Urbaneja
Sánchez
Departamento de
administración



Juan Castro-Gil
Amigo
Asesor Jurídico



Ángel Escribano
Departamento
Jurídico



Ignacio del Pozo
Comunicación y
Audiovisual



Miguel Martínez
Dto. Ingeniería



Fernando
Berenguer López
Asesor fiscal





www.ruizre.es



PROTEGEMOS TU
ENERGÍA,
CUIDAMOS
TU FUTURO



968 46 86 93



653 765 725