



ENERGÍAS RENOVABLES

245
Octubre 2025

www.energias-renovables.com

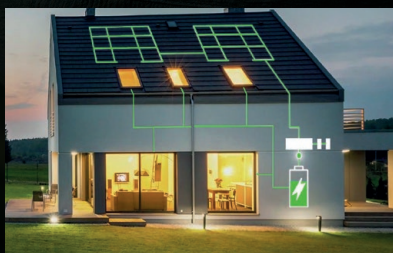
@ERenovables

Especial Autoconsumo ¿Cómo reactivamos el mercado?

Repasamos el
Informe Anual 2025
de la Unión Española
Fotovoltaica



Presente y futuro
del almacenamiento
en España



La inversión global
en renovables sigue
batiendo récords



QS2

NUEVO

EL MICROINVERSOR QUAD MONOFÁSICO MÁS POTENTE

- ✓ 4 canales de entrada con baja tensión de CC, 4 MPPTs
- ✓ Una sola unidad se conecta a 4 módulos
- ✓ Potencia máxima de salida de CA continua: 2200VA
- ✓ Diseñado para adaptarse a los módulos de mayor potencia disponibles (corriente máxima de entrada: 20A)
- ✓ Relé de protección de seguridad integrado
- ✓ Factor de potencia de salida ajustable
- ✓ 99,5 % de eficiencia MPPT, 96% de eficiencia máxima
- ✓ Hasta 25 años de garantía



ALTO RENDIMIENTO



ALTA CONFIABILIDAD



DISEÑO INTELIGENTE



SEGURIDAD COMPROBADA





245

Número 245
Octubre 2025

Se anuncian en este número

ACCIONA ENERGÍA.....	21	IDAE.....	9
APSYSTEMS	2	ISE ENERGÍA.....	13
ARÇ COOPERATIVA	11	JUNKERS-BOSCH	15
ASTRONERGY	37	KOSTAL	31
BORNAY.....	4	KEY 26	57
CIRCUTOR	7	SALICRU	47
CONTIGO ENERGÍA.....	72	SALTOKI	43
ECOFLOW.....	17	SUMINISTROS ORDUÑA.....	55
ENPHASE.....	41	SUNGROW.....	23
FORO SOLAR UNEF	35	TBB POWER.....	71

■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Opinión: Ernesto Macías (10) / Pep Puig (12) / Jorge González (14) / Lucía Dólera (16)	

Inversión global en renovables: el rayo que no cesa	18
---	----

España en septiembre del 25: menos demanda de electricidad que en septiembre de 2006	24
--	----

■ FOTOVOLTAICA

El sector solar europeo afronta su primera caída en una década	28
--	----

La energía fotovoltaica, motor de industrialización	32
---	----

(+Entrevista a José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF))

■ AUTOCONSUMO

Cómo devolver al autoconsumo todo su vigor	38
--	----

Mantenimiento, la clave para exprimir cada rayo de sol	44
--	----

Energía a coste cero: la ilusión del mercado y la realidad del autoconsumo	48
--	----

Eiffage Energía Sistemas: 27 años desarrollando proyectos de autoconsumo	50
--	----

■ ALMACENAMIENTO

Este es el presente y el futuro del almacenamiento en España	52
--	----

(+Entrevista a Luis Marquina, presidente de la Asociación Empresarial de Pilas y Baterías (Aepibal), y Yann Dumont, presidente de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen))

Comunidades energéticas que dicen sí al almacenamiento	58
--	----

El papel del almacenamiento en la nueva etapa del autoconsumo	62
---	----

■ EÓLICA

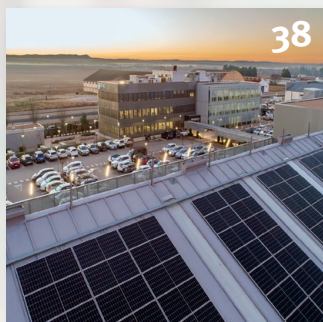
IA4 Birds: inteligencia artificial que da alas a la energía eólica	64
--	----

■ MOVILIDAD

De la recarga inteligente y 100% renovable al V2X	66
---	----

■ COMUNIDADES ENERGÉTICAS

De la pobreza energética a la energía como derecho: Límites y potencialidades de las comunidades energéticas	68
--	----



B



O

R

N



Bornay promueve la **responsabilidad humana** para conseguir un planeta sostenible. Sol y viento, los productores naturales de energía, se convierten en los mejores aliados de aerogeneradores y placas fotovoltaicas.

A

Y

Bornay 

Aerogeneradores y fotovoltaica | +34 965 560 025 | bornay@bornay.com
www.bornay.com

Diez años del impuesto al Sol

Born to die. Fue el titular que empleamos el día en el que el Ejecutivo Rajoy publicó en el BOE (10 de octubre de 2015, hace ahora diez años) su real decreto de autoconsumo, ese que incluía un disparatado impuesto al Sol que causó sensación en medio mundo. “Real Decreto de Autoconsumo... *born to die*”, titulamos. Porque era inevitable que, tarde o temprano, la cordura volviese al regulador.

Iberdrola había planteado algo muy parecido al impuesto al Sol un 12 de abril de 2012, en el marco de la feria Genera, a través de su director de Prospectiva Regulatoria, en un evento titulado “Jornada sobre autoconsumo y balance neto” que dejó ojipláticos a los presentes (la compañía planteó aquel día lo que entonces denominaría “peaje de respaldo”).

El Gobierno comenzó pronto a coquetear con la idea... y España empezó a perder una oportunidad histórica: oportunidad porque en el país había recurso más que de sobra (Sol a raudales) y había un sector sólido (empresas solventes y experimentadas) listo para dar el salto de los grandes parques fotovoltaicos “subvencionados” a los tejados.

“Para el autoconsumo no queremos subvenciones”, decían. “Solo queremos que nos dejen trabajar”. Lo recuerdo como si lo estuviera oyendo ahora mismo.

El sector se había hecho fuerte gracias a la política de ayudas del Gobierno (que había aprobado primas generosas para el kilovatio hora generado en parques solares fotovoltaicos). Se había hecho fuerte así, y ya se sentía preparado (el sector FV nacional) para operar en modo autoconsumo y sin subvenciones. Porque el autoconsumo -me decían- es ahorro, es rentable, amortiza en muy poco tiempo.

Así era... pero no fue.

Porque durante los primeros años del Gobierno Rajoy, la sombra del impuesto al Sol lo paralizó todo. El mensaje recurrente era: “si voy a poner cuatro placas en el tejado y me voy a ahorrar cuatro duros, pero luego me van a cobrar en impuestos esos cuatro duros, pues mejor lo dejamos como está”. El efecto disuasorio estaba conseguido.

El disparate de Rajoy, Montoro, Nadal y compañía llegaría a la revista Forbes, que titulaba en su edición del 19 de agosto de 2013 *Out Of Ideas And In Debt, Spain Sets Sights On Taxing The Sun*, algo así como “Sin ideas y endeudada, España pone su mirada en gravar el Sol”. Y sí: el impuesto llegaría al BOE un 10 de octubre, hace ahora diez años.

El daño-país que le causó a la nación el impuesto al Sol (que sería derogado en el 18 tras la moción de censura que echó de Moncloa a Rajoy) sigue estando vigente hoy, diez años después de su aparición en el Boletín Oficial del Estado.

Y sigue vigente hoy (el daño-país) si atendemos a los números recabados por SolarPower Europe en uno de sus últimos informes, que concretaba hace solo unos meses que casi dos tercios de la fotovoltaica instalada en la UE (dos de cada tres kilovatios de potencia) se encuentran en los tejados.

La pregunta es: ¿en qué tejados? Y la respuesta es reveladora.

Las instalaciones solares FV para autoconsumo alcanzan por ejemplo el 70% del total FV instalado en Alemania (el otro 30% lo controlan, en grandes parques sobre el suelo, las compañías eléctricas). En Italia hasta el 76% de la FV es autoconsumo sobre tejado (el 24% restante es de las utilities); en Países Bajos, 75 autocon-25 utilities; en Grecia, 68-32; en Austria, 93-7; en Polonia, 72-28... ¿En España? Al revés: 22-78.

España, que perdió aquellos años preciosos (y tejido industrial, y pymes, y empleo), tenía en 2018 menos de 500 megavatios en autoconsumos. Hoy va camino de los 10.000, lo cual es todo un éxito. De la pesadilla de un impuesto sin sentido se pasó al sueño. El mercado no obstante no está en su mejor momento. De hecho, lleva ya tres años perdiendo vigor.

Pues bien, del... “de dónde venimos” (y de cómo conviene no equivocarse demasiadas veces), del “dónde estamos”, del “a dónde vamos”, y de “Cómo devolver al autoconsumo todo su vigor” (véase página 40) hablamos a continuación. Pasen y lean.

A. Barrero

Antonio Barrero F.



SOCIOS FUNDADORES

Pepa Mosquera y Luis Merino

DIRECTOR

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarrero@energias-renovables.com

REDACCIÓN

Celia García-Ceca

celia@energias-renovables.com

Manuel Moncada

manuelmoncada@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

Paloma Asensio, Alba Luke, Anthony Luke,
Javier Rico, Hannah Zsolos

CONSEJO ASESOR

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

Directora de Energías Renovables del Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

Rafael Benjumea

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom)

Oleguer Fuentes,

Presidente de la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT)

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

Responsable del Área de Investigación e Incidencia y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

Santiago Gómez Ramos

Presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)

Miguel Ángel Martínez-Aroca

Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier)

Carlos Martínez Camarero

Secretaría de Sostenibilidad Medioambiental de CCOO

Emilio Miguel Mitre

Director de Urban Climate Economy

Joaquín Nieto

Exdirector de la Oficina de la OIT (Organización Internacional del Trabajo) en España

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.
28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)
Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04
publicidad@energias-renovables.com
advertising@energias-renovables.com

Imprime: Tauro Gráfica

Depósito legal: M. 41.745 - 2001 ISSN: 1578-6951



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN

Nosotros usamos energía verde de



Triodos Bank

Trabajamos con Triodos Bank, el banco de las energías renovables.

REDES

Cinco años que van a cambiar un país

El Gobierno acaba de presentar “las líneas maestras de la Propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030”. La Propuesta, que prevé una inversión de 13.590 millones de euros hasta el final de la década (+62% con respecto al anterior plan quinquenal), estará orientada a (1) “cubrir las necesidades del país” y a (2) cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2023-2030, “otorgando prioridad a los proyectos industriales”. La vigente Planificación (2021-2026) entrañaba una inversión de 8.203 millones de euros.

La presentación de la Propuesta de planificación de la red 2026-2030 ha corrido a cargo, este pasado 12 de septiembre, de la vicepresidenta Sara Aagesen, ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y del secretario de Estado de Energía, Joan Groizard (que ha expuesto, además, las claves del Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los “planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”, RD ligado a la Propuesta de nueva planificación).

El marco en el que se inscribe este plan gubernamental quinquenal es extraordinario, en tanto en cuanto nunca como ahora atrajo tanto interés la red eléctrica nacional entre inversores e industriales tanto locales, como internacionales.

Los motivos son varios: la estabilidad política-económica del país; la madurez de una red que (apagones excepcionales aparte) sigue siendo ejemplo en toda Europa; y el precio del megavatio hora renovable (no hay país en todo el continente que ofrezca una electricidad limpia tan barata como España, lo que lógicamente resulta muy apetitoso para muchas empresas, industrias, centros

de datos, que están buscando ahora mismo nuevos horizontes).

España —han explicado Aagesen y Groizard— tiene unas redes eléctricas “con unos indicadores de calidad por encima de la media de los países de nuestro entorno y con una sobresaliente capacidad de integración de renovables”.

En los últimos 7 años —ha dicho la ministra— el parque renovable nacional de generación ha crecido más de un 143%. El sector ha instalado 50.000 megavatios (MW) de nueva potencia renovable en ese lapso, fundamentalmente (pero no solo) eólica y fotovoltaica (FV). Eso, en lo que se refiere a la potencia de generación.

Y ahora parece por fin llegado el turno de la demanda, según muchos actores del sector. Entre 2020 y 2024 —ha dicho Groizard—, se han otorgado derechos de acceso a las redes para proyectos de demanda de energía —industria, vivienda, centros de datos, vehículos eléctricos...— que suman más de 43.000 megavatios (43 gigavatios, GW).

DEMANDA MÁXIMA: 38,5 GW

Ese guarismo, formidable, solo se entiende en toda su magnitud por comparación: el año pasado, la demanda máxima nacional española no alcanzó los 38,5 GW. Es decir, que, en los últimos 5 años, el operador ha dado luz verde (ha autorizado el acceso a la red) al equivalente (algo más) de otra España entera, 43 GW. Cuarenta y tres gigas que el Gobierno espera vayan conectándose paulatinamente a lo largo de los próximos meses y años: desarrollos urbanísticos, industrias, centros de datos, electrolineras, nuevos demandantes todos de electricidad.

“Esta no es la foto de un país estrangulado, de un país ahogado, de un país que no crece. Esta es una foto —ha dicho el secretario de Estado— de 43.000 megavatios de oportunidades para el país. Todos estos proyectos tienen ya vía libre en el sistema eléctrico para empezar a consumir mañana... Tienen que desarrollarse, tienen que construir sus modelos de negocio y, obviamente, cada uno de estos proyectos —ha añadido Groizard— estará en un estado de madurez distinto. ¿Se van a construir todos? Tenemos que dar por hecho de buena fe que el promotor que propone un proyecto y lo empieza a tramitar tiene intención de culmi-

narlo. A la Administración lo que nos toca es poner las herramientas para que la red eléctrica vaya orientada a aquellos proyectos que sí tienen intención de culminar, y lo que nos toca también es evitar el acaparamiento de las redes eléctricas”.

El aluvión de proyectos de centros de datos no tiene parangón. Han sido concedidas autorizaciones de acceso para más de 12 GW, cuando “distintos analistas proyectaban —ha dicho la ministra— que en España en 2030 habría entre 2 y 3 gigas de nueva demanda para centros de datos. Bueno, pues a día de hoy, año 2025, hay 12 con acceso concedido”.

RECAPITULAMOS

Las anteriores planificaciones de electricidad —han explicado desde el Ministerio— se centraron en atender las peticiones de acceso para generación, es decir, que quienes estaban interesados en conectarse eran los “productores” de electricidad (parques eólicos, solares, etcétera, hasta el punto de que estos representaban el 67% de las peticiones de conexión).

Ahora, sin embargo, las peticiones de acceso a la red (el gran grueso) las hacen los “consumidores” de electricidad. Antes el crecimiento de la demanda era vegetativo, muy escaso en el sector residencial, y solo alimentado por la red ferroviaria; ahora sin embargo la demanda gana (41% de las solicitudes recibidas, más de 7.000), y la generación va en segundo lugar (40%). Cierra el podio el almacenamiento, con el 19%.

Según el Ministerio, el número de peticiones (de demandantes) se ha quintuplicado, y además los consumos son de mayor tamaño y más heterogéneos.

La Propuesta de planificación que ha alumbrado el Gobierno plantea atender 27,7 GW “desde la red de transporte”, lo que implica multiplicar por 14 los dos gigavatios de demanda que atendía la vigente Planificación con horizonte 2026. Los 27,7 gigas con horizonte 2030 se distribuyen así.

- 13,1 GW para producción de hidrógeno verde.
- 9 GW para proyectos industriales.
- 3,8 GW para centros de procesamiento de datos.
- 1,8 GW para desarrollos residenciales y nuevas viviendas.
- 1,2 GW para electrificación portuaria, que permitan prácticas como abastecer las necesidades de las embarcaciones



desde tierra.

—560 MW para electrificación ferroviaria.

PETICIONES DE ACCESO A GENERACIÓN

En el caso de la generación, las peticiones de nuevas instalaciones renovables (nuevos parques eólicos o solares) están alineadas, según el Ministerio, con los objetivos establecidos para 2030, “lo que muestra que se mantiene el atractivo del país en este ámbito”.

Según los datos del Ministerio, hay peticiones por 60 GW de nueva eólica (el doble de lo previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima –Pniec– 2023-2030), otros 150 GW de fotovoltaica (cinco veces más que en el Pniec) y más de 100 GW de almacenamiento, que multiplican por nueve las previsiones Pniec.

La Propuesta que ahora lanza el Gobierno plantea actuaciones de mejora en el 21% de la red y nuevos ejes para cohesionar y vertebrar más el territorio, con especial incidencia en zonas rurales.

Estos refuerzos, aseguran desde el Ministerio, facilitarán la integración de las renovables y el almacenamiento previsto (incluidos 6,6 GW de hidroeléctrica reversible), limitando los vertidos esperados al final de la década al 3,3%.

El escenario de la Propuesta prevé una inversión de 13.590 millones, muy superior a la vigente Planificación 2021-2026, cuya inversión asciende a 8.203 millones, incluyendo las dos modificaciones puntuales que ha experimentado.

EL DISCURSO DEL MINISTERIO

Para alcanzar ese ritmo de electrificación de la economía —explican desde el Ministerio—, es necesario reforzar la regulación vigente para incrementar el volumen máximo de



Sara Aagesen: vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico:

«La potencia instalada renovable ha crecido en los últimos siete años casi un 146%. En lo que llevamos de año ya estamos en el 57-58% de generación renovable. Los precios de la electricidad son más competitivos que los que hay en nuestros países vecinos.

En los seis últimos años hemos visto que España sigue siendo el segundo país destino del mundo en inversión extranjera en proyectos greenfield de energías renovables, años, además, donde hemos vivido situaciones extraordinariamente complejas.

Por eso me gusta emplear esa expresión que cada vez se utiliza más: atractivo resiliente. Resiliente a las circunstancias geopolíticas, al contexto complejo. A principios de este año el ICEX publicaba datos sobre inversión extranjera, y decía que 9 de cada 10 compañías, el 89% de las compañías instaladas en España, querían incrementar o mantener sus inversiones en nuestro país.

En definitiva, España vive hoy una realidad muy distinta a la que tenía hace tan solo siete años, una realidad distinta a la que se vivía en el año 2018, una realidad impulsada por una palanca transformadora que se llama Transición Energética»

inversión en las redes de transporte y distribución con cargo al sistema eléctrico, “pero manteniendo la protección de los consumidores” (que son los que al final van a pagar las ampliaciones y mejoras de las redes a través de sus facturas).

Así, el Gobierno ha iniciado la audiencia pública de un Proyecto de real decreto que

promueve el aprovechamiento de las redes existentes y promueve el uso de tecnologías inteligentes, “todo ello estableciendo un sistema de seguimiento de la correcta ejecución de las inversiones”.

Atendiendo a este incremento, hasta 2030 se prevé un aumento de la inversión en redes de 3.600 millones para las redes de

La eHome que estabais esperando.



NEW

eHome 5

Equipo de recarga VE para tu hogar

Saca el máximo rendimiento de tu instalación: La solución **eHome 5** permite destinar directamente los excedentes solares a la carga de tu vehículo eléctrico.

Programa la carga teniendo en cuenta las tarifas energéticas más bajas y la mayor actividad solar.

Hasta 3 modos de carga: **JustGreen**, **SmartMix** y **Boost**.

-  **Integración fotovoltaica** y tres modos de carga
-  **Carga más segura** gracias a la protección eléctrica integrada
-  **App** para autenticar, gestionar y supervisar sesiones de carga
-  **Control del consumo** y ajuste de la demanda para evitar apagones.

The Future is Efficiency
circutor.com

Circutor

transporte y un aumento de la inversión de 7.700 millones para distribución, por encima de los niveles del 0,065% y 0,13% respecto al PIB que se proyecta para los próximos años.

“A ello hay que sumar –añaden desde el Ministerio– las inversiones en interconexiones internacionales, no sujetas a los límites de inversión, así como inversiones financiadas con fondos europeos”.

En el caso de la red de distribución, el destino de este volumen de inversión adicional está condicionado –han explicado desde Transición Ecológica– a que se destine a mejorar la red, a cubrir nuevas necesidades de consumo –contribuyendo a compartir y compensar el coste del despliegue de infraestructuras en las facturas de los consumidores–, y a proteger la avifauna contra colisión y electrocución.

CON MÁS DETALLE

- Al menos el 10% debe mejorar el control de tensión e incorporar telemando y telecontrol, con la finalidad de aumentar la visibilidad y la transparencia de datos, entre otras ventajas.
- Un máximo del 15% podrá ser para inversiones anticipatorias, entendidas como aquellas a ejecutar durante los tres años siguientes en zonas sin red donde se prevea una dinamización de las demandas y la atracción de industria.
- Hasta un 5% en adaptar las redes existentes para proteger la avifauna, ya que las nuevas se diseñan y construyen con criterios de protección.
- Inversiones necesarias para satisfacer demandas de industrias extractivas o manufactureras, demandas residenciales y descarbonizar la movilidad.
- En el caso de las redes de transporte, el Proyecto incluye una disposición para que las nuevas posiciones de las subestaciones puedan asignarse a cubrir necesidades

concretas de determinados consumidores, como la red ferroviaria o la industria.

LAS DISTRIBUIDORAS, MÁS CONTROLADAS

La propuesta pretende reforzar la transparencia y el control del proceso de inversión de las compañías distribuidoras, reduciendo la incertidumbre sobre la ejecución de las infraestructuras. Así, introduce la obligación de someter sus planes de inversión a consulta previa y establece la publicación de los planes aprobados. También prevé un sistema de control anual del cumplimiento de dichos planes, “así como penalizaciones, para asegurar que las inversiones se ajustan a lo previsto”.

Por ejemplo, las empresas perderán un 25% del volumen de inversión incremental –adicional al cubierto por el límite del PIB– si durante los dos años previos a la entrada en vigor de este Real Decreto no hubieran alcanzado el 80% de sus límites particulares de inversión; perderán el 10% si han invertido por debajo del 75% de la inversión aprobada en los tres años previos; y lo perderán totalmente si no presentan su informe anual de cumplimiento o si durante dos años consecutivos no han hecho uso del volumen de inversión incremental asignado.

Aunque las distribuidoras llevan mucho tiempo quejándose de los límites a la inversión, el Gobierno ha recordado en ese sentido que “la información disponible sobre las inversiones acometidas en los últimos años pone de manifiesto que no se están agotando los límites máximos de inversión habilitados por el marco normativo en vigor, ni en transporte ni en distribución”.

FACTURA

La distribución de electricidad es un negocio regulado. Es el Gobierno el que determina cuánto se le ha de pagar a las distribuidoras (Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y com-

pañía). El Gobierno determina esa cuantía cada año, y la cantidad en cuestión, que se embolsan las susodichas Iberdrola, Endesa, Naturgy y compañía, es costeada entre todos los usuarios de electricidad, cada uno de los cuales, en función de unos criterios determinados, paga vía factura lo que le corresponde.

Hablamos de una factura de más de 5.000 millones de euros al año, que esa es la cantidad (más de 5.000 millones de euros año) que el Gobierno ha considerado adecuada en todos estos últimos años para retribuir a las distribuidoras, que son propietarias de sus redes, redes por las que circula la electricidad.

ESA ES LA RADIOGRAFÍA GENERAL

Y el fotograma de hoy es el siguiente: ahora mismo hay mucho interés (mucha nueva industria, mucha electrolínea, mucho centro de datos) con ganas de conectarse a la red eléctrica nacional. Porque la revolución renovable de estos últimos años ha abaratado mucho la electricidad y una industria multinacional puede negociar con un parque eólico o solar de Guadalajara, Ciudad Real, Zamora, Soria o Badajoz un contrato de suministro de electricidad a un buen precio, un precio mucho más bajo que el que le ofrecería a esa multinacional un parque eólico o solar de Finlandia, Escocia o Francia, donde los contratos eólicos y solares son más caros.

Pues bien, en ese marco, el Ministerio explica que la Propuesta de planificación 26-30 y el Proyecto de Real Decreto (para fijar límites a la inversión y que no se dispare la factura, pues al final quien costea esas inversiones es el usuario final) tratan de impulsar el despliegue de las infraestructuras, pero de modo “que se mantenga el equilibrio entre el crecimiento de la red y el incremento de la demanda, con el objetivo de minimizar la incidencia en la factura y seguir atrayendo proyectos y tejido productivo”.

Todo ello –señalan desde el Ministerio–, unido a la mayor penetración de renovables, reducirá los precios de la energía y contribuirá a mantener el atractivo inversor de España.

Transición Ecológica también alude a otros efectos colaterales. Al efecto positivo directo de la inversión en redes en el ámbito eléctrico –sostienen en el Ministerio–, se añaden los efectos dinamizadores sobre el tejido productivo y el empleo en general. “Algunos estudios calculan que cada millón de euros invertido en redes tiene un efecto multiplicador de 1,27 millones sobre el Valor Añadido Bruto y un efecto multiplicador de 20 en la creación de empleo, de modo que el efecto del proyecto regulatorio será beneficioso para el conjunto de la economía”. ■



ÚNETE A LAS PERSONAS CON ENERGÍA PROPIA



EL AUTOCONSUMO CAMBIA TU VIDA
Y LA DE QUIENES TE RODEAN.

CADA DÍA MÁS PERSONAS Y EMPRESAS ELIGEN AHORRAR, GENERAR Y COMPARTIR
SU PROPIA ENERGÍA, TRANSFORMANDO LA DE TODO UN PAÍS.

ÚNETE, CADA VEZ SOMOS MÁS.



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO
MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO



IDAIE
Instituto para la Diversificación
y Ahorro de la Energía



Ernesto Macías
Expresidente de la Alliance
for Rural Electrification
y miembro del Comité
Directivo de REN 21
→ ernie.macias@gmail.com

Cuando algo es urgente ya es demasiado tarde

Hace más de 20 años solía escribir esta frase de Talleyrand –la del titular– en mis dramáticas presentaciones internacionales. En foros como el Banco Mundial, cuando las renovables eran aún carísimas, especialmente la fotovoltaica, el director de Energía y Agua de dicha institución me dijo en más de una ocasión que esta tecnología nunca sería parte de la solución del acceso a la energía en África. Ni en ningún lado.

No era el único. El empeño de la industria de la EERR y sus representantes era convencer a las grandes instituciones y gobiernos del mundo de la necesidad de invertir en ellas como parte de la solución en la lucha contra el cambio climático, al que ya se veía entonces como una de las grandes amenazas de la humanidad. Yo solía argumentar que cuando tienes una enfermedad diagnosticada que te va a llevar a la

muerte prematura, no miramos el coste de los medicamentos y tratamientos. Mejor vivir pobres que morir ricos. De alguna manera se llevaron a cabo estas inversiones que, sin duda, han dado sus frutos. Y se han conseguido cosas que no podíamos ni imaginar.

El último número de esta revista me ha producido tristeza y una extraña melancolía. Los datos de REN21, donde colaboré casi 20 años, nos muestran grandes avances, pero insuficientes para revertir este terrible proceso. La entrevista con Joan Groizard repite más de lo mismo: planes, objetivos, revulsivos, etc. Por cierto, ¿qué ha pasado con el hidrógeno verde? Tan sólo he visto algo interesante publicado por uno de los mejores profesionales que he conocido: Arturo Gonzalo Aizpiri. Pero parece que por el momento no vamos a ser el gran suministrador de Europa.

En definitiva, este sector multi tecnológico muestra sus avances, pero sigue siendo un sector industrial más cuando debería ser uno de los pilares para el cambio de modelo, no sólo energético sino económico y vital: Una utopía.

Observando el día a día de lo que pasa en el planeta y las corrientes políticas dominantes y por dominar, no parece que vayamos a poder construir una solución de consenso. La ONU, que debería ser el instrumento, está pasando por el peor momento de su historia y la Unión Europea, si bien es la única entidad que trabaja seriamente por este tema, está también muy debilitada desde que volvió el presidente de la cara de color naranja.

Fernando Ferrando, un gran profesional de este sector y actual presidente de la Fundación Renovable se presenta como candidato al Consejo de Greenpeace España. Le deseo mucha suerte, porque esta entidad ha estado siempre en la lucha por llevar a la sociedad la necesidad de este cambio y ha generado la suficiente credibilidad y fuerza como para influir políticamente, especialmente en Alemania, aunque ahora no están tampoco en su mejor momento. Y en el caso de Fernando su enorme experiencia en las grandes empresas y su conocimiento del fondo de los problemas será de gran valor. La lástima es que no abunda gente como él en los partidos políticos.

España necesita, dentro del ámbito de la Unión, un Pacto de Estado en el que intervengan los partidos, los investigadores, las industrias y todas las entidades sociales que puedan contribuir al establecimiento de un Plan de, al menos 20 años, que se mantenga por todos los gobiernos, sean del color que sean.

Ya lo sé. Es una utopía.

Un ejemplo: en septiembre se han cumplido diez años desde que se publicó el primer decreto que regulaba el autoconsumo. En estos diez años hemos visto avances y retrocesos y la demostración de lo que supone la falta de estabilidad y de criterios eficaces. Las malditas subvenciones y la mala gestión en muchas CCAA, cuando una ayuda en forma de rebajas fiscales o IVA reducido no habría costado nada al sistema.

Se crea el bum, empresas que aparecen, crecen, se pincha la pelota y desaparecen. Ya pasó con el famoso RD-661 de 2007. No aprendemos.

Es imprescindible promover el hidrógeno verde y todo tipo de baterías. Quizás la forma de avanzar en el cambio global de modelo sea a poquitos. Pero ya.

Vamos tarde.

Es imprescindible promover el hidrógeno verde y todo tipo de baterías. Quizás la forma de avanzar en el cambio global de modelo sea a poquitos. Pero ya

El año del “solpasso”

Más potencia fotovoltaica sobre los tejados (8.256 megavatios, MW) que la que suman todas las centrales nucleares juntas (7.117). Y más potencia sobre el suelo (32.647 MW distribuidos en centenares de parques FV) que potencia eólica (32.116), ciclos combinados (26.250) o hidráulica (17.096). El informe Balance Energético 2024 y Perspectivas 2025 que acaba de publicar el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico certifica el absoluto “solpasso” que ha protagonizado la tecnología fotovoltaica en el sistema eléctrico nacional en 2024. La FV es la *Top1* indiscutible a día de hoy por potencia instalada en el mix eléctrico nacional, con sus más de 40.000 megavatios. Eso, en cuanto al Sol. ¿En cuanto a las sombras? El consumo de productos petrolíferos ha aumentado este año pasado en el país un... 5,6%.

TODO UN BALANCE

El documento del Ministerio (Balance Energético 2024 y Perspectivas 2025) repasa todas las magnitudes clave del sector energético nacional. Para empezar, señala que el consumo de energía primaria ha crecido en España en 2024 (+2,1%) respecto a 2023, alcanzando las 117.452 kilotoneladas equivalentes de petróleo (Energías renovables: +6,2%; Carbón: -11,6%; Gas: -4,6%). Las energías renovables son las fuentes que más han crecido en 2024; +6,2% en la matriz de energía primaria y +11,9% en la electricidad. Más datos, referidos a la generación eléctrica bruta 2024: energías renovables +11,9%; nuclear -4,1%; gas -18,6%; carbón -22,1%. Y un último apunte: las emisiones del sector eléctrico se han reducido en 2024 casi diecisiete puntos (-16,8%).

Más información

→ miteco.gob.es

80ª Asamblea General de Naciones Unidas

■ China ridiculiza el negacionismo de Trump anunciando que multiplicará por 6 su potencia eólica y solar

El gigante asiático no solo lidera de manera indiscutible la carrera de la transición energética global (es la primera potencia eólica, fotovoltaica e hidroeléctrica del mundo), sino que acaba de anunciar en la 80ª Asamblea General de Naciones Unidas, que acaba de celebrarse en Nueva York, que tiene intención de ampliar la capacidad de generación de su parque eólico y fotovoltaico a más de seis veces los niveles de 2020.

China es ahora mismo *Top1* del mundo en potencia solar fotovoltaica (cuenta con un parque de 887 gigavatios; Estados Unidos no alcanza ni los 180); China es *Top1* del mundo en potencia eólica, con más de 525 gigas (Estados Unidos apenas supera los 150); y China es *Top1* del mundo en potencia hidroeléctrica (435 gigas, que más que cuadruplican los 103 de Estados Unidos). El formidable gigante asiático es líder indiscutible pues en la carrera de la transición energética global, pero no parece dispuesto a dormirse en los laureles. Sino todo lo contrario.

La transición energética (en clave verde) es absoluta prioridad para el Ejecutivo chino. Ha sido el mismísimo presidente Xi Jinping el que ha presentado en la 80ª Asamblea de Naciones Unidas, en una alocución televisada, las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional de China para 2035.

El gigante asiático se ha comprometido a reducir en ese horizonte las emisiones netas de gases de efecto invernadero en toda la economía entre un 7% y un 10% desde sus niveles máximos, así como a ampliar la capacidad instalada de energía eólica y solar a más de

seis veces los niveles de 2020, con el objetivo de alcanzar un total de 3.600 gigavatios (GW).

"Intensifiquemos nuestras acciones para hacer realidad la hermosa visión de armonía entre el hombre y la naturaleza, y preservar el planeta Tierra, el lugar al que llamamos hogar", ha dicho Xi en su discurso televisado.

La Unión Europea también ha reafirmado su compromiso climático en Nueva York. Lo ha hecho por boca de la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, en el Evento Especial de Alto Nivel sobre Acción Climática. "Movilizaremos –se ha comprometido Von der Leyen– hasta 300.000 millones de euros para apoyar la transición limpia en todo el mundo con cargo a nuestro programa de inversión Global Gateway, y haremos realidad nuestro acuerdo colectivo de triplicar de aquí a 2030 la energía procedente de fuentes renovables".

En las antípodas se ha posicionado, una vez más, el presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, que ha vuelto a arremeter contra las energías renovables, tachándolas de "broma", ha ridiculizado a la industria eólica –añadiendo que "China tiene muy pocos parques eólicos"–, y ha acusado a al gigante asiático y al Reino Unido de apostar por tecnologías "patéticas" en lugar de aumentar la producción petrolera. A la retahíla de Trump ha contestado el director del Centro Climático de China, Li Shuo, con un "simplemente significa un competidor menos". ■

Aseguramos la transición energética

Somos especialistas en seguros para instalaciones de energía renovable

Más de 40 años de experiencia para avanzar hacia un modelo energético respetuoso con el medio ambiente, justo y democrático



Pep Puig
Presidente de Eurosolar
España
> pep.puigboix@gmail.com

¿Empresas de energía públicas? ¡Sí, pero de verdad!

En los últimos tiempos y ante los abusos de poder de las grandes empresas privadas que conforman los oligopolios de la energía se ha empezado a hablar y debatir la necesidad de empresas públicas a nivel local y autonómico.

¿Pero qué significa ser una empresa de energía 'pública'? Quiere decir que la propiedad está en manos de las personas de la comunidad. Pero, en mi opinión, no es suficiente con eso. Quiere decir también que, las personas de la comunidad eligen directamente, y de forma democrática, a las personas que forman el consejo directivo de la empresa, específicamente para esta tarea y ninguna otra.

En el caso español, el concepto de público se ha pervertido con demasiada frecuencia, pues en muchos casos una empresa se considera pública cuando es propiedad de la administración del Estado (o local o autonómica) y su consejo directivo está formado por cargos electos o nombrados directamente por los respectivos gobiernos.

Durante el régimen franquista tenía la consideración de público lo que era propiedad del Estado y gestionado por el aparato estatal. Concepto que, desgraciadamente, todavía perdura. A mediados del siglo pasado hubo una tendencia entre las izquierdas encaminada a defender el modelo de empresas propiedad del Estado, que existía en la URSS, en la República Popular China y en el resto de países de su influencia. También, después de la segunda guerra mundial, algunos estados occidentales decidieron 'nacionalizar' empresas energéticas.

En España, tras el triunfo de la guerra que siguió al golpe de Estado fascista del 18 de julio de 1936, el dictador y los que le apoyaban, crearon una retahíla de empresas propiedad del Estado y, eufemísticamente, todavía hay quien las tilda de públicas. Una muestra, por ejemplo, fue el grupo empresarial que se llamó Instituto Nacional de Industria (INI), el más emblemático del franquismo. En el campo de la energía, Endesa, Enher, Gesa, Unelco, Campsa, etc.

Con la 'liberalización', las antiguas empresas que habían monopolizado territorialmente el mercado eléctrico, desde el triunfo del dictador, formalmente se reorganizaron (con divisiones, absorciones y todo tipo de artilugios legales) pero se transformaron, de facto, en oligopolios, conformando los grandes grupos empresariales actuales que dominan el mercado.

Es hora de que, desde los ámbitos locales y autonómicos, se empiece a hablar de la propiedad ciudadana de las tecnologías de generación de electricidad, de calor, de motricidad, etc. Y se profundice en su significado para facilitar formas de cómo la ciudadanía puede ser activa en la generación de la energía que se necesita en la vida cotidiana.

Es hora también de que, desde los ámbitos locales, se empiece a hablar de la propiedad ciudadana de las redes de distribución de electricidad, de gas, de telefonía, etc; de qué maneras puede la ciudadanía recuperar su titularidad y cómo hacer que la gestión esté al servicio de las comunidades y de la sociedad. Las redes de distribución son la clave que abre la puerta a la generación de energía distribuida y al uso directo de la energía generada, pues quien es titular puede fijar las condiciones para inyectar energía generada localmente y para utilizar localmente la energía generada.

Hoy, en pleno siglo XXI, no tiene ningún sentido seguir utilizando la palabra 'pública' con el mismo significado que tenía en tiempos pasados y con las mismas maneras de hacer como se ha ido haciendo hasta ahora. Es necesario repensar el concepto de 'público' aplicado al mundo empresarial. Que una empresa sea propiedad de la administración (sea al nivel que sea) no significa que sea una empresa 'pública', ni que esté al servicio de la sociedad.

En el mundo existen empresas que son propiedad directamente de la ciudadanía y donde la ciudadanía participa y elige, en elecciones directas, sus consejos de administración, independientemente de las elecciones que puedan existir para configurar los consistorios locales o los gobiernos supralocales.

Es hora de que, desde los ámbitos locales y autonómicos, se empiece a hablar de la propiedad ciudadana de las tecnologías de generación de electricidad, de calor, de motricidad, etc.

1.800 comunidades energéticas

Las cooperativas Goiener, Ecooo, Energética, Som Energia, Som Mobilitat, Tandem Social, ePlural, Acioluz, Cooperase y EnVerde han puesto en marcha una campaña en el País Vasco, la Comunidad Autónoma de Madrid y Castilla y León con el objetivo de crear más de 800 nuevas comunidades energéticas: 343 en Euskadi, 184 en Madrid y 324 en Castilla y León. El proyecto emprendido por estas cooperativas quiere "consolidar y fortalecer las Comunidades Energéticas basadas en los principios de la Economía Social y Solidaria" y nace "a partir de la experiencia y el éxito" del modelo de Som Comunitats, iniciativa cooperativa que ha implementado una plataforma digital de apoyo a las comunidades energéticas, plataforma que ha sido desarrollada en Cataluña en los últimos años, y que da servicio ya a más de 3.000 personas y 400 comunidades energéticas.

La campaña pro 800 comunidades energéticas ha puesto ya a disposición de la ciudadanía mapas interactivos (de Euskadi, Madrid y Castilla y León) donde el internauta puede buscar su municipio o barrio y localizar las comunidades energéticas más próximas para inscribirse y, "cuando el objetivo de personas esté alcanzado —explican—, organizar un primer encuentro para empezar a avanzar en la constitución de la Comunidad".

La iniciativa de las 800 forma parte de una campaña más amplia que busca impulsar más de 1.800 proyectos de este tipo en toda España (el objetivo es replicarla en municipios de las comunidades autónomas de la Comunidad Valenciana, Andalucía y Extremadura).

Som Comunitats se define como una cooperativa de segundo grado, formada por entidades que lideran la transición energética desde la economía social y sin ánimo de lucro.

Más información

→ somcomunitats.coop



+ 150 MW

proyectos puestos en
marcha en autoconsumo



Innovación

FV y almacenamiento



+100

clientes industriales
en España y Portugal

- **Maximiza tu ahorro**
mediante un diseño
técnico optimizado,
ajustado a tu perfil
de consumo energético.
- **Con almacenamiento:**
consigue mayor
independencia de la
red eléctrica.
- **Proyecto 'llave en mano'**
con garantía de
rendimiento.
- **Financiación a medida.**
PPA, leasing y renting.

ise
energía

Autonomía energética real y rentabilidad sostenida para tu empresa



www.ise.energy

Tel: (+34) 950 27 80 20 | Tel: (+34) 917 36 42 48 | info@ingenia-se.com

Una compañía de





Jorge González Cortés
Vicepresidente de Gesternova
jorge.gonzalezcortes@contigoe-nergia.com

Teorías de la conspiración

Recientemente hablaba con un piloto de líneas aéreas sobre las estelas que dejan los aviones a determinadas altitudes y en función de las condiciones meteorológicas. Se conocen como *contrails* y son una mezcla de gases que emite la combustión del queroseno y vapor de agua que se condensa en la atmósfera, pero hay quien prefiere llamarlas *chemtrails* y es que, según algunas teorías, son productos químicos que los aviones esparcen a su paso.

Los teóricos de las estelas químicas se dividen entre los que piensan que esos vertidos pueden incluir productos para fumigar, controlar las mentes o modificar la atmósfera para demostrar otra teoría conspiratoria, la del cambio climático.

Supongo que no tiene sentido esparcir esas sustancias sobre los océanos sobre los que vuelan los aviones a más de 30.000 pies de altitud, unos diez kilómetros sobre el nivel del mar, pero no importa

que algo se pierda porque, con los miles de aviones que surcan los cielos, hay producto suficiente para dominar a los terrícolas.

En algún sitio debe haber una fábrica de productos químicos en la que se prepara lo que los aviones esparcen. Se transporta de manera secreta hasta los aeropuertos, donde se almacena de forma clandestina hasta que se carga en las aeronaves, que tienen un compartimento secreto para estos productos. Es cierto que añaden peso al despegue y aumentan el coste de los vuelos y las emisiones de gases contaminantes, pero seguro que compensa.

Por otro lado, es encomiable que toda la cadena de valor que participa de forma secreta, desde los químicos hasta los pilotos, no solo guarden en secreto su trabajo, sino que sacrifican a sus amigos y familiares e incluso a sí mismos, respirando las sustancias que vierten a la atmósfera para que los poderosos en la sombra controlen el mundo.

Con el cambio climático, pasa algo parecido. Debemos admitir que hay gente interesada en detener el crecimiento económico global con la excusa de cuidar el medioambiente, pero también es cierto que para otros el beneficio económico debe maximizarse externalizando los costes de la contaminación. No estoy siendo sarcástico en este párrafo, es solo una introducción para expresar que en el relato sobre el clima existen intereses políticos y económicos contrapuestos, pero más allá de ellos debe prevalecer el sentido común.

De la misma manera que a principios del siglo XX, incluso había médicos que recomendaban fumar y las tabaquerías ocultaron deliberadamente la toxicidad del tabaco, sabemos que las empresas más contaminantes se niegan a admitir la responsabilidad del ser humano sobre el cambio climático e incluso niegan la mayor. Pero ¿y si resulta que los modelos científicos erraban y nuestra supervivencia no corre peligro?

Sería una buena noticia, en el fondo, que no tuviésemos que preocuparnos por la cantidad de gases que emitimos a la atmósfera, si no fuese porque, al mezclar conceptos como el de contaminación o clima, muchos encuentran justificación a lo que simplemente es ensuciar el entorno.

Me cuesta creer que el consenso científico sea falso, que las agencias meteorológicas de tantos países, la NASA, la Agencia Espacial Europea, las aseguradoras que valoran los riesgos climáticos y soportan las indemnizaciones debidas a los desastres ambientales, estén todas conchabadas y coordinadas para servir a los oscuros intereses de un lobby que quiere llevarnos a la época anterior a la revolución industrial.

Insisto en que están los datos y después el relato, y la cuestión parece más política o religiosa que científica. En un mundo donde todavía hay quien afirma que la Tierra es plana, cualquier idea, por descabellada que parezca, encuentra adeptos que la asumen como un dogma de fe.

El hecho de que la opinión sobre el cambio climático frecuentemente varíe en función de la ideología, nos da idea de que el criterio en el que cada uno se basa no es científico y, en el fondo, probablemente esté relacionado con la forma de cada cual de entender la economía.

Simplificado y llevado al extremo, podríamos afirmar que defender el planeta es de rojos y negar el cambio climático es de fachas, pero el asunto en realidad es mucho más complejo. Sea o no responsabilidad del ser humano, y votemos a quien votemos, lo vamos a sufrir y, por tanto, combatirlo debe ser una oportunidad para crecer de forma más eficiente.

En un mundo donde todavía hay quien afirma que la Tierra es plana, cualquier idea, por descabellada que parezca, encuentra adeptos que la asumen como un dogma de fe

La Pereda abandona por fin el carbón

El Ministerio para la Transición Ecológica ha adjudicado vía concurso 50 megavatios al proyecto de transformación de carbón a biomasa de la central térmica de La Pereda, proyecto promovido por Hunosa. El concurso, del nudo de transición justa de La Pereda 220 kV, tenía por objeto otorgar los derechos de acceso a la red eléctrica a proyectos renovables que contribuyan a impulsar la actividad económica y el empleo en la zona de transición justa del Valle del Caudal. Impulsado por el Instituto para la Transición Justa, este concurso ha seguido un procedimiento de concurrencia competitiva que prioriza aquellos proyectos que, minimizando la afección ambiental, maximizan los beneficios socioeconómicos locales para la zona, compuesta por los municipios de Aller, Lena, Mieres, Morcín, Quirós, Ribera de Arriba, Riosa y Tevera.

Como resultado del concurso, Hunosa se compromete a crear y mantener un total de 1.565 empleos equivalentes a tiempo completo anualizados a lo largo de, al menos, 6 años. Esto supone una media de mantenimiento de 260 empleos en cada uno de los ejercicios, mediante la operación de la central, la creación de nuevos empleos en el sector forestal y la materialización de inversiones para apoyar a proyectos empresariales en la cuenca. La adjudicataria instalará además 6.050 kW de autoconsumo (eléctrico y redes de calor) para viviendas y edificios municipales y se compromete a invertir en la cadena de valor de Asturias más de 41 millones de euros para el desarrollo de la central de biomasa.

Más información

transicionjusta.gob.es



Lo último en tecnología
de calor ya es de la familia.
**Lo último de Junkers
ya es Bosch.**

Calderas Bosch Condens, más flexibles y fáciles de
instalar, presentan un espectacular diseño y destacan
los modelos que cuentan con conectividad WiFi.

Ahora ya es Bosch.



Lucía Dólera
Responsable de
desarrollo de negocio
de sistemas de
almacenamiento de
energía a utility scale en
Europa en JinkoSolar
→ lucia.dolera@
jinkosolar.com

Autoconsumo y almacenamiento, la clave del futuro de la industria

España está viviendo un importante crecimiento en soluciones de autoconsumo con almacenamiento energético, impulsando la transición hacia un modelo más eficiente y resiliente. Hace solo un par de años, la mayoría de las instalaciones de autoconsumo se realizaban sin baterías, pero hoy en día la tendencia ha cambiado: la mayor parte de los proyectos industriales ya se dimensionan directamente junto con sistemas de almacenamiento. Además, muchas de las instalaciones en operación se están hibridando con baterías, lo que demuestra un cambio estructural en la forma en que las empresas conciben su estrategia energética.

La combinación de energía fotovoltaica (FV) y sistemas de almacenamiento en el sector comercial e industrial (C&I) se presenta como una de las opciones más interesantes para que las empresas no solo reduzcan costes, sino que también aumenten su competitividad y fortalezcan su resiliencia frente a un mercado eléctrico cada vez más volátil.

Hoy en día, los precios de la electricidad son más impredecibles que nunca. Y, en este escenario, el

almacenamiento se convierte en un importante aliado. Gracias al arbitraje energético, una batería puede cargarse cuando la electricidad es más barata y utilizar esa energía en las horas de mayor coste. ¿Consecuencia? Ahorro en la factura y más control sobre los gastos.

Otro beneficio es el “peak shaving”. Muchas industrias concentran consumos muy elevados en momentos puntuales, como en el arranque de maquinaria, lo que dispara la potencia de suministro a contratar y sus costes fijos asociados. Con un sistema de almacenamiento es posible aplanar esos picos, suministrando energía justo cuando la demanda se dispara. Así, se reducen gastos fijos y se gana eficiencia en la operación.

El almacenamiento proporciona además un beneficio intangible pero estratégico: aporta seguridad de suministro, algo crítico en un contexto donde la electrificación industrial avanza rápidamente. Un simple corte eléctrico puede costar miles de euros en pérdidas. Una batería industrial actúa como respaldo inmediato, garantizando la continuidad de la producción.

El almacenamiento optimiza la producción FV, que puede ser empleada en horarios de mayor demanda o en procesos nocturnos. Esto no solo incrementa la tasa de autoconsumo, sino que también mejora significativamente la rentabilidad de la inversión.

Además, combinar autoconsumo con baterías ayuda a reducir la huella de carbono, cuestión no solo ambiental, sino también estratégica: los clientes valoran cada vez más la sostenibilidad; los inversores priorizan proyectos alineados con criterios ESG; y las administraciones avanzan hacia normativas más exigentes. Así, invertir en almacenamiento no solo significa ahorrar, sino también ganar reputación y facilitar el acceso a financiación.

A medio plazo, el almacenamiento abre la puerta a nuevas oportunidades para que las empresas vayan más allá del autoconsumo, pudiendo participar en mercados de flexibilidad u ofrecer servicios de regulación de frecuencia, generando nuevas fuentes de ingresos.

En Jinko Solar ya hemos acompañado a muchos clientes en proyectos de almacenamiento C&I en sectores como el agroalimentario o el logístico. Una planta de frío industrial, por ejemplo, puede usar baterías para cubrir consumos nocturnos con la energía solar generada durante el día. El resultado es doble: independencia energética y reducción de costes operativos, reforzando así su competitividad en mercados cada vez más exigentes.

El almacenamiento C&I en España es una apuesta estratégica. Y en Jinko Solar contamos con soluciones de almacenamiento de C&I que permiten alcanzar entre 3 y 4 MWh de capacidad con tan solo unos pocos contenedores de baterías a una tensión de salida de 400 Vac, que se adapta muy bien a las necesidades técnicas del sector industrial.

Hoy la pregunta no es si invertir en autoconsumo y almacenamiento, sino cuándo y cómo hacerlo.

Hoy en día, los precios de la electricidad son más impredecibles que nunca. Y, en este escenario, el almacenamiento se convierte en un importante aliado

La instalación de baterías se dispara

El autoconsumo “residencial” ha crecido en el primer semestre de este año (+11,6%) y el almacenamiento con baterías se ha disparado (+88%), según la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA). A pesar del dato positivo del segmento “residencial”, el primer semestre de este curso ha vuelto a registrar un global (por tercer año consecutivo) negativo para el autoconsumo. A saber: el sector instaló 2.649 megavatios de potencia en autoconsumos (residencial, comercial e industrial) en 2022; solo puso en marcha 1.943 megas en 2023; y apenas ha firmado 1.431 este año pasado (2024). Pues bien, el primer semestre del 25 ha vuelto a haber caída: el sector solo ha instalado 611 MW de potencia sobre los tejados y cubiertas de naves industriales y viviendas (-14,6%).

APPA Renovables achaca el crecimiento del segmento “residencial” al apagón, que habría preocupado en muchos hogares (el “residencial” toma decisiones de inversión más rápidamente que el segmento “industrial”). La Asociación adelanta además dos matices: muchos de los nuevos autoconsumos son ahora diseñados con soluciones Modo Isla: la instalación se desconecta de la red y mantiene así el suministro (mientras haya luz solar). Hasta el apagón, la inmensa mayoría de los autoconsumos eran ejecutados sin esta solución, y hogares e industrias autoconsumidoras se quedaron tan a oscuras ese día como cualquier otro usuario de la red.

Además, el apagón ha tenido otro efecto colateral: el bum de las baterías. Se han instalado 146 megavatios hora de baterías (+88%) en estos seis primeros meses del año, casi lo mismo que en todo 2024. Muchas de ellas han sido añadidas a autoconsumos ya existentes. Otras, a autoconsumos de nueva obra. ■

ECOFLOW

Cuando la red falla, tu instalación no.

EcoFlow PowerOcean Monofásico: solución de almacenamiento solar todo en uno con respaldo de hasta 6 kW integrado en el inversor.



No se necesita hardware
adicional para el respaldo



Respaldo activo
en milisegundos



15 años
de garantía



Seguridad de
nivel industrial



Fácil de instalar



Más información



P A N O R A M A

Inversión global en renovables: el rayo que no cesa

La consultora Bloomberg New Energy Finance (BloombergNEF), una de las referencias a escala global en el seguimiento de la inversión en el sector renovable, acaba de publicar el informe correspondiente al primer semestre (S1) del curso que nos lleva (2025). Y la conclusión es inequívoca: los inversores siguen confiando ciegamente en las energías renovables, hasta el punto de que este semestre marca nuevo top histórico. No ha habido semestre en toda la historia en que la inversión en energías limpias haya alcanzado volumen tal: 386.000 millones de dólares. WindEurope también acaba de publicar su informe semestral de inversión (Autumn 2025) y coincide al pie de la letra. La inversión... está disparada.

Antonio Barrero F.

Ni los aranceles de quita y pon de Trump, que hoy le coloca un 100% a un país y mañana recula y va a ser que no; ni la escalada bélica OTAN-Putin; ni el genocidio en Gaza y la consecuente inestabilidad en todo Oriente Medio... Las energías renovables parecen vacunadas contra todo. Según el último informe del Seguidor de la Inversión en Energías Renovables de BloombergNEF (Renewable Energy Investment Tracker), que recoge datos correspondientes al primer semestre de este curso (2025), los inversores han inyectado en el sector en estos seis primeros meses del curso nada más y nada menos que 386.000 millones de dólares estadounidenses (M\$), lo que constituye un nuevo máximo histórico semestral (nunca antes llegó al sector tanto capital en 180 días, seis meses). La energía eólica marina (*offshore*) y la energía solar fotovoltaica a pequeña escala han sido los dos principales motores del crecimiento de la inversión en la primera mitad de este 25. En el otro plato de la balanza estaría la financiación de activos para (1) energía solar a gran escala y (2) eólica terrestre (*onshore*): ahí la inversión ha caído un 13% en comparación con la computada en el primer semestre de 2024, según el Seguidor de BloombergNEF.

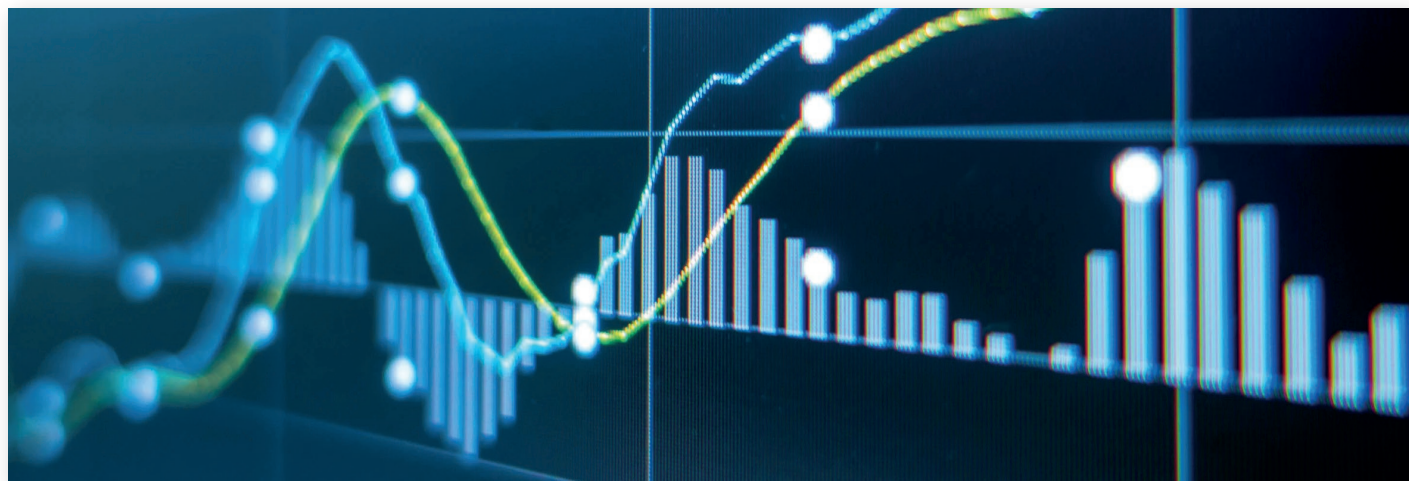
El global en todo caso es más que positivo: la inversión en este semestre ha crecido diez puntos enteros (+10%) con respecto a la

registrada en el mismo período del año pasado. Y eso que uno de los escenarios referente en cualquier balance –Estados Unidos– ha experimentado un batacazo formidable. La inversión en los *states* ha caído hasta 36 puntos en este primer semestre del curso (con respecto al segundo semestre del 24). Los actores del sector –apuntan desde la consultora– estarían todavía evaluando el nuevo escenario local, marcado por la llegada a la Casa Blanca, en enero, de Trump.

Esos serían los grandes titulares que deja el balance S1 2025 de BloombergNEF.

¿El detalle?

Pues vayamos por partes. La inversión en FV de gran escala (parques solares multimegawatio para vertido y venta directa a red o a grandes consumidores) ha caído casi veinte puntos con respecto a la primera mitad del año pasado (-19%). Según la consultora estadounidense, los mercados que se han visto más afectados por esa caída de la inversión –China, España, Grecia y Brasil– están, por una parte, registrando crecientes vertidos (el parque solar en cuestión puede generar e inyectar electricidad en la red pero, por lo que sea –motivos de operación del sistema o económicos–, no lo hace) y están sufriendo además, por otra parte, una gran exposición a precios cero y negativos



(cuando hay mucha producción solar en el mercado, baja el precio hasta el cero, puede incluso ubicarse en negativo, y ello estaría ahuyentando a los inversores, que obviamente no están dispuestos a montar una máquina –un parque solar– que va a producir algo que no va a tener demanda).

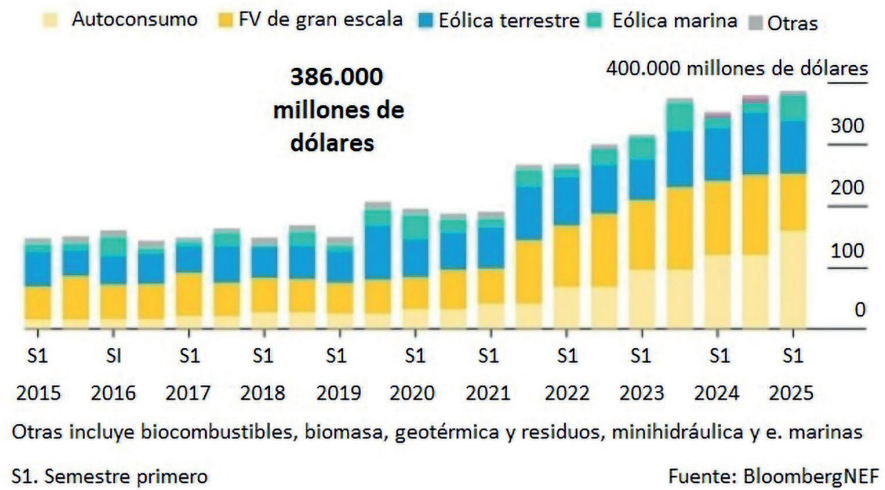
BloombergNEF matiza: la actividad de estos inversores (los interesados en la FV de gran escala) ha sido más robusta en mercados en los que ha habido subastas gubernamentales o una demanda industrial y/o corporativa fuerte. No es el caso de España. Aquí no ha habido subastas fotovoltaicas, y aunque hay mucha petición de acceso a la red por parte de nuevos demandantes, lo cierto es que la demanda sigue en niveles de principios de siglo (véase página 24). Eso sí: el Gobierno acaba de hacer público que, entre 2020 y 2024, el operador de la red ha dado acceso a 43.000 megavatios de demanda en la red de transporte, y estima que, en los próximos meses y años, esa demanda irá conectándose, dándole sentido económico a la inversión en nuevos parques solares y eólicos. Los números del primer semestre español, en instalación de solar FV de gran escala, son en todo caso los siguientes: 2.799 megavatios han sido conectados a la red entre enero y junio del 25, un 52% más que en el mismo período del año pasado, cuando se conectaron 1.831.

El autoconsumo es otra historia. En China, primer productor de componentes fotovoltaicos del mundo y primera nación por potencia FV instalada, la inversión en autoconsumo en este primer semestre del año 25 ha doblado el registro del primer semestre del 24. Tan sencillo como eso. Por el contrario, la inversión en parques de gran escala ha caído casi treinta puntos (-28%). Lo ha hecho a la vista de ciertos cambios regulatorios que van a entrañar una mayor exposición a mercado de la futura potencia a instalar.

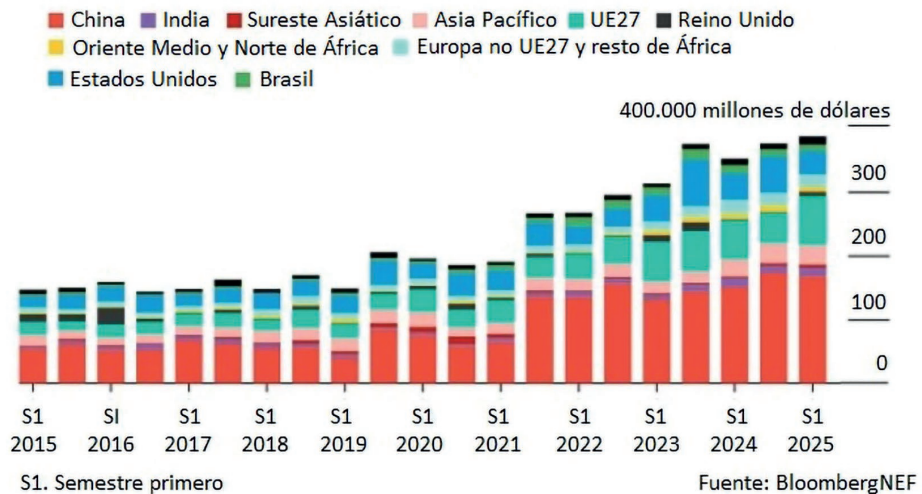
Eólica

BloombergNEF también ha repasado en su Seguidor la inversión global en eólica. Y el resultado es así mismo muy positivo. Según la consultora, la eólica marina ha reventado en este semestre todas sus costuras, alcanzando los 39.000 millones de dólares de inversión, muy por encima de los 31.000 del primer semestre del año pasado (+25,8%). La eólica marina presenta ciertas singularidades, que vienen

La inversión en energías renovables a escala global ha marcado nuevo máximo histórico en el primer semestre de 2025, según la consultora BloombergNEF



La inversión en energías renovables, por regiones

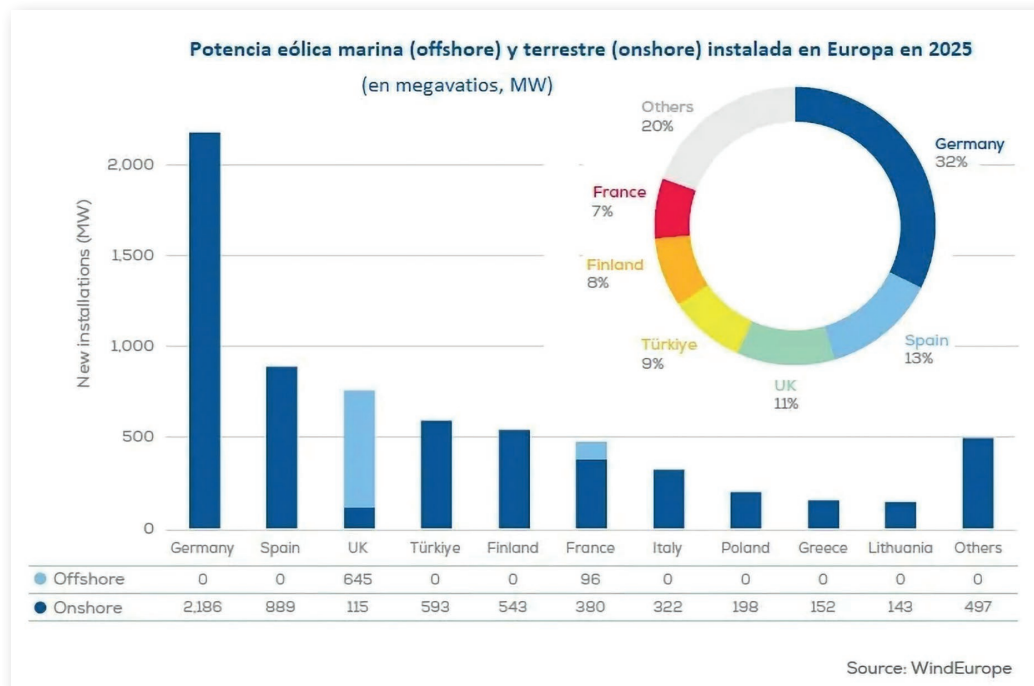


propiciando en los últimos años unos ciertos vaivenes en lo que a la inversión se refiere.

El sector es muy dependiente de los calendarios de las subastas gubernamentales, de ahí que haya años en los que la inversión se dispare y otros en los que esta se relaja (BNEF habla de oscilaciones considerables naturales: “sizeable swings in investment over time is quite natural”). La consultora también achaca el disparo en la inversión a los costes más elevados en algunas instalaciones eólicas marinas asiáticas no chinas.

De entre todas las grandes regiones del globo, la más afectada por la caída en la inversión en este primer semestre del corriente es Norteamérica. Allí se han conjugado varios factores en los últimos meses, según destacan en BNEF: la industria aceleró en la segunda mitad del 24 para acogerse a las ayudas de la Administración Biden, y ha ralentizado mucho su actividad en la primera mitad de este curso, por el deterioro del marco regulatorio que ha propiciado la Administración Trump (sobre todo en materia de eólica).

Lo contrario ha sucedido en la Unión Europea, donde la inversión



ha crecido hasta rondar los 30.000 millones de dólares, o un 63% más de la registrada en el mismo período (primer semestre) de 2024. “Estos números –señalan los autores del informe de BNEF– soportan la idea de que las compañías están relocizando sus inversiones USA en Europa, particularmente en eólica marina, donde varios desarrolladores han priorizado el mar del Norte sobre proyectos estadounidenses”.

Autumn 2025

Otro informe, que ha visto la luz en septiembre, y que también se centra en la inversión registrada en este primer semestre del año, es el que ha publicado WindEurope: *Autumn 2025*, centrado en eólica europea, y que presenta números espectaculares. ¿Por ejemplo? Las decisiones finales de inversión en eólica que WindEurope ha registrado en Europa en el primer semestre de este año (34.000 millones de euros) mucho más que doblan las registradas en el mismo lapso del año pasado (15.400). Es más, esa cantidad (34.000 M€), correspondiente a solo seis meses, supera la acumulada en todo 2024.

Eso sí, la Asociación europea no se deja cegar por el brillo de un guarismo sin par y habla de luces y sombras. O buenos presagios para el futuro (la inversión parece disparada), pero tonos grises para el presente. Europa ha instalado 6.800 megavatios de nueva potencia eólica en los seis primeros meses de este año, “menos de los esperados” –apuntan desde WindEurope– y lejos en todo caso de la potencia necesaria para que la UE cumpla con su Objetivo (en materia de seguridad energética y cambio climático) 2030.

Solo Alemania estaría haciendo los deberes. “Malas noticias para la competitividad económica de Europa”, concluye la asociación a la vista del registro semestral de nueva potencia instalada: 5.300 megavatios en la Unión Europea, 1.500 en el resto del continente. El 89% del total, en tierra firme; el 11% restante, en los mares que bañan las costas europeas. Así las cosas, a mediados de 2025 Europa cuenta con 291.000 megavatios de potencia eólica instalada (291 gigavatios): 254 GW en tierra; 37, mar adentro.

La locomotora eólica del continente es Alemania, cuyo desempeño no tiene nada que ver con el de sus vecinos. El gran país del norte

continental ha ejecutado 5.000 megavatios en tierra firme en esos seis primeros meses del año, casi tres veces más que en los últimos cinco años. El extraordinario acelerón ha sido debido a un motivo muy concreto, según WindEurope: la implementación puertas adentro de los nuevos procedimientos administrativos UE, que facilitan mucho la tramitación y consecución de permisos y autorizaciones (WindEurope habla de “excellent new EU permitting rules”).

Como resultado de esa trasposición –continúa la asociación–, Alemania ha autorizado en 2024 más potencia eólica que nunca antes en un año (15.000 megavatios terrestres), pero es que esa cifra *top* podría ser dinamitada en este curso que nos lleva (2025), pues la administración germana ya le ha

dado el visto bueno en estos seis primeros meses del año a otros 8.000 megavatios terrestres.

“De media –concreta WindEurope–, las autoridades alemanas están concediendo permisos en 18 meses, en el marco de lo estipulado por la Directiva de Energías Renovables III” (Renewable Energy Directive -RED- III).

Por el contrario, ninguno de los otros 26 países europeos está concediendo autorizaciones a ese ritmo. Más aún: según la asociación europea del sector eólico, los procedimientos de concesión de permisos están funcionando ahora peor que antes de la aprobación de la RED III, uno de cuyos objetivos principales era precisamente ese: engrasar las tramitaciones. WindEurope va más allá: la introducción de las denominadas zonas de aceleración para las energías renovables está creando “más confusión que simplificación”, dice la asociación, en lo que podría ser una velada referencia al caso español.

Los otros dos grandes problemas a los que se enfrenta en tiempo presente el sector eólico europeo son, según WindEurope, (1) el estancamiento de la electrificación: la eólica necesita redes a las que conectarse y las autoridades competentes no están haciendo los esfuerzos que serían necesarios para que estas se robustezcan y crezcan; y (2) un diseño no óptimo de las subastas y concursos eólicos. Así, Europa no está aprovechando todo el potencial de su industria eólica, que soporta, según los datos de WindEurope, alrededor de 400.000 empleos en el continente y que aporta hasta “16 millones de euros al producto interior bruto continental” por turbina producida.

Menos optimismo

Solo la lentitud de los procedimientos administrativos, la ralentización en la asignación de las autorizaciones, está impidiendo que todas esas ventajas eclosionen y está propiciando –explican desde la Asociación– que las expectativas 2025 sean ahora menos optimistas que hace unos meses. A principios de año, la patronal preveía serían instalados en Europa 22.500 megavatios de nueva potencia eólica en este curso. Pues bien, WindEurope estima ahora que el continente cerrará este curso con solo 19.000 megas. La patronal eólica europea estimaba para la UE alrededor de 17.000, y ahora calcula que ese guarismo se

HAGAMOS **JUNTOS** EL PRÓXIMO **GRAN CAMBIO**

EL **PARTNER QUE NECESITAS** PARA DESCARBONIZAR LA ENERGÍA DE TU EMPRESA.



SUMINISTRO
DE LUZ



AUTOCONSUMO



GESTIÓN
ENERGÉTICA



EFICIENCIA
ENERGÉTICA



MOVILIDAD
ELÉCTRICA



SOLICITA TU HOJA DE RUTA



P A N O R A M A

EU-27	Potencia instalada en el primer semestre de 2025			Potencia acumulada a 30 de junio de 2025		
	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total
Austria	58	-	58	4,086	-	4,086
Belgium	80	-	80	3,466	2,261	5,728
Bulgaria	-	-	-	711	-	711
Croatia	27	-	27	1,264	-	1,264
Cyprus	-	-	-	177	-	177
Czechia	11	-	11	382	-	382
Denmark	27	-	27	4,958	2,653	7,611
Estonia	-	-	-	711	-	711
Finland	543	-	543	8,829	71	8,900
France	380	96	476	23,243	1,596	24,839
Germany	2,186	-	2,186	65,383	9,121	74,504
Greece	152	-	152	5,506	-	5,506
Hungary	-	-	-	329	-	329
Ireland	25	-	25	4,861	25	4,886
Italy	322	-	322	13,237	30	13,267
Latvia	-	-	-	137	-	137
Lithuania	143	-	143	1,893	-	1,893
Luxembourg	-	-	-	214	-	214
Malta	-	-	-	-	-	-
Netherlands	41	-	41	6,997	4,739	11,736
Poland	198	-	198	10,431	-	10,431
Portugal	2	-	2	5,940	25	5,965
Romania	-	-	-	3,150	-	3,150
Slovakia	-	-	-	4	-	4
Slovenia	-	-	-	3	-	3
Spain	889	-	889	32,062	7	32,069
Sweden	79	-	79	17,087	195	17,282
Total EU-27	5,162	96	5,258	215,061	20,724	235,785

Others	New installations in H1 2025 (MW)			Cumulative capacity (MW)		
	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total
Bosnia & Herzegovina	-	-	-	244	-	244
Faroe Islands	-	-	-	71	-	71
Iceland	-	-	-	3	-	3
Kosovo	-	-	-	137	-	137
Moldova	52	-	52	52	-	52
Montenegro	-	-	-	118	-	118
North Macedonia	30	-	30	103	-	103
Norway	-	-	-	5,087	101	5,188
Serbia	66	-	66	689	-	689
Switzerland	-	-	-	100	-	100
Türkiye	593	-	593	14,386	-	14,386
UK	115	645	760	15,818	16,577	32,395
Ukraine	-	-	-	1,947	-	1,947
Total others	856	645	1,501	38,754	16,678	55,432
Total Europe	6,018	741	6,759	253,816	37,401	291,217

En megavatios, MW

quedará en el entorno de los 14.500.

A cinco años vista (horizonte 2030), los números tampoco alcanzan. “Prevemos que la Unión Europea tendrá 344.000 megavatios de potencia instalada en 2030 (298.000 terrestres y 46.000 marinos), mientras que el Objetivo UE 2030 es 425.000”.

El director ejecutivo de WindEurope, Giles Dickson, es muy crítico: “la industria europea necesita electricidad barata para competir con China y Estados Unidos, pero son demasiados los gobiernos que siguen a medio gas en su impulso a nuestra tecnología, lo cual no solo amenaza al sector europeo de la industria eólica, sino que también pone en riesgo los empleos y el crecimiento económico en sentido amplio: sectores del acero, químico o de las tecnologías de la información y las comunicaciones. Hacer negocios en Europa es mucho más complicado para esos sectores si la Unión Europea no puede avanzar en la consecución de sus objetivos energéticos”.

La asociación de la industria eólica europea aprecia en todo caso “señales positivas” de cara al futuro inmediato, señales relativas a los pedidos de turbinas y el incremento de la inversión, que están remontando. WindEurope considera que esas señales ponen de manifiesto que tanto los inversores como la industria siguen con el foco puesto en el desarrollo de la energía eólica en Europa.

Uno de los datos esgrimidos por la asociación para justificar esa mirada razonablemente optimista es el referido a las decisiones finales de inversión (final investment decisions, FIDs). Según WindEurope, los inversores han tomado en el primer semestre de 2025 decisiones finales de inversión por valor, como se dijo, de 34.000 millones de euros, cantidad que está por encima de la comprometida en FIDs durante “todo el año 2024”.

Los 34.000 millones de euros financiarán catorce gigavatios (14.000 megavatios) de nueva potencia eólica, “que deberían conectarse en los próximos años”. 22.000 millones de euros tienen por destino el sector eólico marino (seis proyectos, tres de los cuales se ubicarían en aguas polacas; uno de ellos, además, pasa por ser la mayor inversión privada jamás acometida en Polonia).

Además, Europa ha registrado en este primer semestre del año pedidos (turbinas) por valor de 11.300 megavatios, lo que supone un incremento de casi veinte puntos (+19%) con respecto al mismo período (1 de enero-30 de junio) del año pasado. En concreto, y según los datos que maneja WindEurope, estaríamos hablando de 8.800 megavatios de turbinas terrestres y 2.500 megas de turbinas marinas.

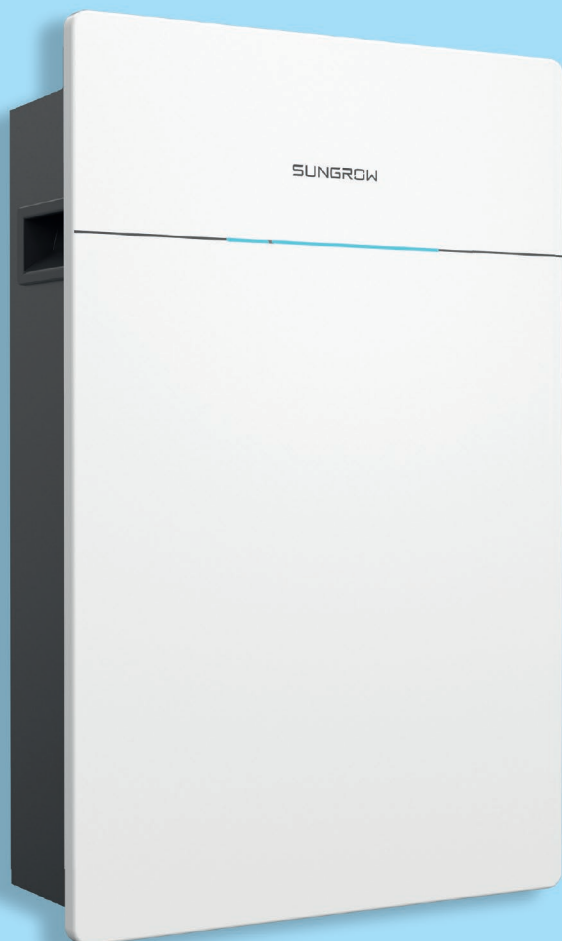
Y dos apuntes para acabar: China sigue siendo (en el primer semestre del 25) el principal destino de la inversión en renovables (ha acogido en estos seis primeros meses del año el 44% del total global, según BNEF). Y dos: a las tarascadas que el presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, ha dedicado a las renovables (sobre todo a la eólica) en la última Asamblea General de la ONU, que acaba de celebrarse en Nueva York, el director del Centro Climático de China, Li Shuo, ha contestado con un “simplemente significa un competidor menos”. ■

LA SOLUCIÓN RESIDENCIAL

HÍBRIDA MONOFÁSICA CON ALMACENAMIENTO

SBS050

NUEVA BATERÍA OPTIMIZADA



SH3.0-6.0RS

FULL BACKUP INTEGRADO



PLUG & PLAY



5 KWH
DE CAPACIDAD



PARALELIZACIÓN
SIN ACCESORIOS



ALTA POTENCIA
DE CARGA Y
DESCARGA

 **genera**

PAB 10

STAND 10D09

SUNGROW

Clean power for all



P A N O R A M A

España en septiembre del 25

Menos demanda de electricidad que en septiembre de 2006

Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico nacional, acaba de publicar los datos de producción de electricidad y demanda correspondientes al mes de septiembre. Y son varios los guarismos que destacan. Vayan por delante dos. Uno: la principal fuente de electricidad en septiembre ha sido el Sol, con el que el país ha generado 5.451 gigavatios hora, más del 25% del total de la electricidad que ha sido producida aquí. Y dos: REE estima una demanda en este mes de septiembre de 20.657 gigavatios hora, demanda menor a la registrada en el país en el mes de septiembre del año... 2006. Aquel septiembre (hace 19 años) la demanda alcanzó los 20.839 GWh.

Antonio Barrero F.

El año 2006 fue el año de las armas de destrucción masiva en Irak, el año en el que Saddam Huseín fue ahorcado, el año en el que se retiró del fútbol Pep Guardiola, el año en el que la justicia destapó la estafa piramidal de Forum Filatélico, el año de la entrada en vigor en España de la ley antitabaco, esa que prohibía fumar en todos los lugares de trabajo (públicos y privados), el año en el que ETA atentó, con una furgoneta bomba, en la T4 del Aeropuerto de Madrid-Barajas. Han pasado 19 años desde entonces, y el mundo, y España, han cambiado mucho, mucho, mucho. Lo que no ha cambiado apenas nada al sur de Pirineos es la demanda de electricidad. Según el operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica (REE), la demanda de electricidad en España, en el mes de septiembre del año 2006, alcanzó los 20.839 gigavatios hora. Pues bien, diecinueve años después, en el mes de septiembre de 2025, la misma REE habla de una demanda de 20.657 gigavatios hora. Repetimos pues (casi) guarismo, pero en dos países muy distintos: la España del año 6 y la del 25. Tan distintos como que el Producto Interior Bruto de la España del 6 apenas superaba el

billón de euros, mientras que el PIB del año 2024, último ejercicio consolidado, se ha elevado por encima del billón y medio.

Hace 19 años, en septiembre del año 2006, había en España 18,8 millones de trabajadores en situación de “afiliados en alta” a la Seguridad Social. Pues bien, ahora mismo hay más de 21,7 millones de personas desarrollando actividad en el país (“niveles históricos”, según el Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones).

Y viceversa: el paro registrado hoy aquí se sitúa por debajo de los 2,5 millones de personas, su nivel más bajo de los últimos 18 años.

Más comparaciones

España recibía en todo el año 2006 (en doce meses) a 58,5 millones de turistas, “lo que supone un nuevo récord histórico”, destacaba el Instituto Nacional de Estadística poco después de cerrado aquel curso. Pues bien, este año (2025), al cierre de agosto (ocho meses) ya habíamos recibido más de 66,8 millones de turistas, “con un crecimiento del 3,9% en relación al mismo

periodo del año anterior”, según el Ministerio de Industria y Turismo. Más aún: algunos agentes del sector aventuran que este año 25 España podría recibir hasta 98 millones de turistas (fueron 93,8 el año pasado), o un +67% con respecto a 2006.

Además, el gasto medio del turista ha crecido así mismo como la espuma: desde los 93 euros diarios de media de 2006 hasta los 198 euros registrados en agosto de este curso, 2025, según acaba de publicar el Instituto Nacional de Estadística (+112%).

Y otro dato a la hora de contextualizar y comparar la demanda de electricidad (la de 2006 con la de hoy). España tenía hace 19 años un parque de generación de algo más



de ochenta mil megavatios de potencia (83.199 MW). Pues bien, hoy tiene más de 134.321 megas operativos (+61%).

Y otro más, que conviene no obviar: en 2006, el Instituto Nacional de Estadística cuantificaba en poco más de 44 millones de personas la población del país (44,06). Pues bien, a día de hoy, el mismo INE eleva ese guarismo hasta los 49,3 (la población ha crecido casi doce puntos: +11,8%).

Más de todo

En definitiva, que somos más habitantes que nunca antes sobre el territorio, que llegan aquí más turistas que nunca jamás, que su gasto (y la actividad económica que conlleva para atenderlo) es mayor (mucho mayor) que nunca, que la población activa es mayor también (mucho mayor) de lo que ha sido jamás en este país y que el PIB (producto interior bruto) es casi un cincuenta por ciento más elevado de lo que era hace 19 años...

Y, sin embargo, la demanda de electricidad es hoy prácticamente la misma que entonces, año 2006.

España ha demandado en lo que llevamos de curso 191.466 GWh, mientras que, en el mismo lapso –enero/septiembre– del año 2006, la demanda en el país fue de 191.093 gigavatios hora (ambos datos son de Red Eléctrica).

El estancamiento es pues evidente.

Sin embargo, hay indicios de que podríamos estar llegando al punto de inflexión.

En España, la demanda de electricidad en 2024 (último curso cerrado) ha registrado, tras dos años de caídas, un ligerísimo repunte (+0,9%) hasta alcanzar un valor de 249 teravatios hora (TWh). Y en este año que nos lleva (2025) ese repunte se ha acentuado. La demanda de electricidad en España ha crecido más de dos puntos (+2,3%, concretamente) en los nueve primeros meses de 2025 (con respecto a los nueve primeros meses de 2024).

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (que dibuja el horizonte 2030) perfila un crecimiento de la demanda de electricidad en España del 35% en comparación con 2019 (+35%). Y otros actores del sector, preocupados hasta ayer por el estancamiento atroz de la demanda en España, empiezan ahora a ver la salida del túnel. ¿Punto de inflexión, pues?

La consultora EY y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) acaban de presentar Demanda eléctrica e inversiones en la red 2025–2035, un estudio que analiza el potencial de la demanda eléctrica en España y la necesidad que va a haber de inversiones a realizar en la red de distribución (las redes de Iberdrola, Endesa, EDP, Naturgy y compañía).

La demanda, mes a mes, en el quinquenio 2006-2010, según Red Eléctrica

Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2006		2007		2008		2009		2010	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	23.459	9,2	24.159	9,2	24.433	9,2	23.642	9,4	23.770	9,1
Febrero	21.262	8,3	21.183	8,1	22.547	8,5	20.759	8,2	21.881	8,4
Marzo	21.975	8,6	22.566	8,6	22.312	8,4	20.819	8,3	22.827	8,8
Abril	18.687	7,3	20.261	7,7	21.496	8,1	19.147	7,6	19.933	7,6
Mayo	20.380	8,0	20.864	7,9	20.951	7,9	19.582	7,8	20.412	7,8
Junio	20.850	8,2	21.080	8,0	21.081	7,9	20.517	8,1	20.447	7,8
Julio	23.038	9,0	22.852	8,7	23.240	8,8	22.476	8,9	23.514	9,0
Agosto	20.603	8,1	21.112	8,0	21.730	8,2	21.174	8,4	21.430	8,2
Septiembre	20.839	8,2	20.899	8,0	21.082	7,9	20.422	8,1	20.648	7,9
Octubre	20.448	8,0	21.214	8,1	21.124	8,0	20.296	8,0	20.408	7,8
Noviembre	20.584	8,1	22.512	8,6	22.047	8,3	20.646	8,2	21.960	8,4
Diciembre	22.896	9,0	23.734	9,0	23.164	8,7	22.720	9,0	23.378	9,0
Total	255.022	100,0	262.436	100,0	265.206	100,0	252.201	100,0	260.609	100,0

La demanda, mes a mes, en los años 2011-2014, según Red Eléctrica

Distribución mensual de la demanda de energía eléctrica en b.c.

	2011		2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Enero	23.668	9,3	23.090	9,2	22.553	9,2	22.054	9,1
Febrero	21.415	8,4	22.948	9,1	20.549	8,3	20.372	8,4
Marzo	22.737	8,9	21.328	8,5	21.218	8,6	20.920	8,6
Abril	19.254	7,5	19.477	7,7	19.498	7,9	18.766	7,7
Mayo	20.346	8,0	20.191	8,0	19.447	7,9	19.478	8,0
Junio	20.740	8,1	20.752	8,2	19.144	7,8	19.600	8,0
Julio	21.997	8,6	21.671	8,6	21.638	8,8	21.120	8,7
Agosto	21.589	8,4	21.448	8,5	20.608	8,4	20.170	8,3
Septiembre	21.021	8,2	19.794	7,9	19.706	8,0	20.260	8,3
Octubre	20.339	8,0	19.717	7,8	19.780	8,0	19.687	8,1
Noviembre	20.615	8,1	20.270	8,0	20.481	8,3	19.785	8,1
Diciembre	21.877	8,6	21.328	8,5	21.746	8,8	21.319	8,8
Total	255.597	100,0	252.014	100,0	246.368	100,0	243.530	100,0

Fuente: REE

El informe, que también lleva el sello de aelèc (la asociación de las distribuidoras; ahí están Iberdrola, Endesa y EDP), estima que habrá un “incremento significativo de la demanda eléctrica en España durante la próxima década”. Incremento significativo, dicen.

Los autores del estudio modelizan el comportamiento futuro de los consumidores industriales y residenciales; así como la integración de nuevos vectores energéticos, como la electrificación de puertos y carreteras, el hidrógeno verde, los gases renovables y los centros de datos.

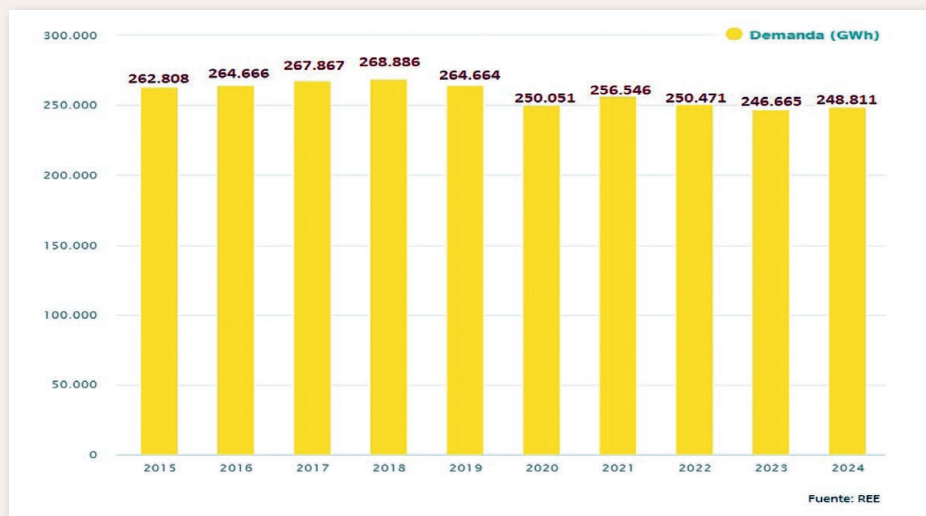
Pues bien, a la vista de esos modelos y análisis, el informe de EY sostiene que la demanda eléctrica nacional podría aumentar entre un 33% y un 54% de aquí a 2030, situándose entre 305,8 y 360,8 teravatios hora, “lo que estaría muy alineado –dicen– con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”.

Pero hay más, porque, según EY, aelèc y el Instituto de



P A N O R A M A

Demanda de electricidad en España, en el decenio 2015-2024



Comillas, para 2035, el crecimiento acumulado podría alcanzar entre un 64% y un 105%, con un rango de hasta 479,8 TWh. “En paralelo, se prevé un aumento de la potencia instalada de hasta 312 gigavatios”, aventuran.

Los números del Ejecutivo y Red Eléctrica

El Gobierno también parece convencido de que la demanda va a crecer. El secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, le ponía números muy concretos a ese crecimiento hace apenas unos días: 43.000 megavatios. A saber: el operador de la red eléctrica, y transportista único, REE, ha autorizado la conexión a la red de transporte de 43 gigavatios de demanda en los últimos cinco años (2020-2024), concretaba Groizard.

¿Y qué hay tras esos 43.000 megavatios de demanda que quieren conectarse a la red? Pues hay crecimientos urbanísticos que van a necesitar electricidad, industrias y centros de datos que están llamando a las puertas del transportista (y de las distribuidoras) porque quieren conectar sus máquinas a una red –la española– que ofrece electricidad renovable muy barata, y electrolineras que ya son conscientes de la revolución de la electromovilidad que se les viene encima, e hidrógeno verde...

Un ejemplo: las matriculaciones de vehículos electrificados (100% eléctricos + híbridos enchufables) de todo tipo (turismos, dos ruedas, comerciales e industriales) han crecido un 96,8% en este mes de septiembre. En el acumulado anual, y según los datos que acaban de publicar la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive) y la Asociación Nacional de Vendedores de Vehículos (Ganvam), el mercado ha doblado.

A saber: el año pasado, en los nueve primeros meses del curso (enero-septiembre del 24), fueron matriculados 92.969 vehículos eléctricos puros e híbridos enchufables en España. Pues bien, este año, en el mismo lapso (enero-septiembre, pero del 25), han sido matriculados, según Aedive y Ganvam, prácticamente el doble: 178.981 unidades (eléctricos puros e híbridos enchufables), lo que supone un 92,5% más. Y todos esos vehículos recién matriculados van a necesitar (necesitan ya) electricidad para moverse.

Los autores del informe de EY, ITT y aelèc coinciden con el Gobierno en el análisis *grosso modo*: el crecimiento de la demanda estará impulsado por tres grandes vectores, dicen:

(1) la transformación del segmento residencial, que se dotará de bombas de calor de alta eficiencia (en lugar de calderas de gas natural), especialmente en la nueva vivienda, y la expansión del vehículo eléctrico; (2) la electrificación de procesos industriales con temperaturas inferiores a 400°C, que puede suponer hasta 129 TWh en 2035, según estiman los autores de este informe; y (3) el desarrollo de nuevos vectores de demanda, como el hidrógeno verde, los centros de datos, la electrificación de los puertos, las plantas desaladoras y la infraestructura de recarga pública, que podrían sumar más de 170 TWh a 2035.

El momento de la competitividad

La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), y el equipo de analistas de NTT Data, publicaron hace unos meses un exhaustivo informe, de casi cien páginas –El Momento de la Electrificación: Energía Renovable para una Economía Competitiva– en el que apuntaban (y apuntan) en las mismas direcciones: el crecimiento de la demanda debe venir de la mano de la electrificación del parque móvil (que bebe hoy casi exclusivamente combustibles fósiles), de la mano de la electrificación del agua caliente sanitaria (ahora en manos del gas natural) y de la mano de la electrificación de muchas fábricas que hoy queman derivados del petróleo para producir el calor que necesitan en sus procesos industriales, pero que mañana podrían usar electricidad para producir esa energía térmica.

El estudio de APPA y NTT Data plantea una serie de recomendaciones para aprovechar el potencial que tiene España: potencial de crecimiento del sector renovable patrio, potencial de descarbonización –ergo de cumplimiento de sus compromisos climáticos nacionales y europeos– y potencial de industrialización de la mano de este sector.

1. Reducción al tipo mínimo establecido por la normativa comunitaria (0,5%) del Impuesto Especial sobre la Electricidad (ahora en el 5,1%).
2. Eliminación del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (7%).
3. Reducción del IVA aplicado a la electricidad al 4%.
4. Adelanto de la implementación del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea 2 (EU ETS2), previsto para 2027. Este sistema, que incluirá al transporte por carretera, edificios e instalaciones industriales, podría anticiparse mediante la introducción de un cargo por CO2 emitido.
5. Las ayudas a través de desgravaciones en el IRPF presentan diversos inconvenientes. El primero es que requieren que el consumidor adelante el capital necesario para realizar la inversión, lo que no está al alcance de toda la ciudadanía. APPA propone como alternativa trasladar estas ayudas al Impuesto de Sociedades de las empresas que llevan a cabo las inversiones: “de este modo, las empresas podrían adelantar parte de la ayuda a los consumidores en forma de descuento directo, facilitando la implantación de soluciones de electrificación”.
6. Refuerzo y modernización de las redes eléctricas: planificación anticipada de las inversiones en redes que faciliten la conexión de nuevas demandas de electricidad. “Un marco incentivador

será clave para fomentar estas inversiones, incluyendo una tasa de retribución atractiva para atraer capital y la revisión de los límites de inversión”.

7. Papel ejemplarizante de la Administración, que además debe elaborar una hoja de ruta clara de las ayudas públicas.
8. creación de un Fondo Nacional de Transición Energética, financiado por los consumos de energía fósil, cuyo fin sea apoyar los procesos necesarios para la descarbonización.

El objetivo general es pues electrificar, lo que necesariamente conllevará un incremento de la demanda, incremento que puede ser espectacular en determinados territorios, como Aragón, Castilla y León o Galicia.

El Gobierno acaba de presentar su propuesta de planificación de la red de transporte de electricidad de España con horizonte 2030. La propuesta inicial del Ministerio para Galicia, que parte de la propuesta técnica del Operador del Sistema (Red Eléctrica), plantea que “la ampliación de capacidad de las redes permitirá [en ese territorio] la integración de la eólica y habilitará la conexión de nuevo almacenamiento hidroeléctrico”, lo que hará posible atender a la futura demanda.

El Ministerio estima que Galicia “prácticamente duplicará [en el año 2030] el pico de demanda registrado el año pasado, de 2,2 GW”. Duplicará.

El caso de Aragón va más allá aún. La propuesta inicial para Aragón que plantea el Gobierno en su Planificación eléctrica nacional con horizonte 2030 contempla, “de partida –explica el Ministerio para la Transición Ecológica–, un incremento de la capacidad para proyectos que demanden energía de más del 250% con relación al pico de consumo registrado en 2024 en la



Comunidad Autónoma, de 1,6 gigavatios”.

A este aumento previsto de la capacidad –matizan desde Transición Ecológica– se añaden los derechos de acceso ya concedidos desde 2020, que suman 5,1 GW. Es decir –concluye el Ministerio–, considerando la capacidad ya concedida y la incluida en la propuesta inicial de la planificación, “en 2030 las redes de Aragón podrían prestar servicio a siete veces su consumo actual”. Siete veces.

Que la demanda esté estancada es un problema para la transición energética. Porque los inversores no van a interesarse por montar máquinas –un aerogenerador, un parque solar– que producen algo que no tiene salida en el mercado. De ahí la preocupación en el sector. Que la demanda va a crecer parece que está muy claro sin embargo. El Gobierno, el operador del sistema, las distribuidoras y muchos otros agentes así lo estiman.

Eso sí: hacen falta redes para que toda la demanda que viene pueda conectarse. La duda a despejar es ¿y las redes quién las paga?

Ah, y un apunte para acabar: según el Informe Anual 2024 del Autoconsumo de APPA Renovables, “teniendo en cuenta la producción total de las instalaciones de autoconsumo en el año 2024 (9.243 GWh) se puede concluir que el autoconsumo ha cubierto un 3,7% de la demanda total en España el pasado año”. ■

SOLAR ELECTRIC



Plan **RENOVE MP** 

Pásate de PIKO a PLENTICORE con BackUp Switch

KOSTAL

VALE
737€

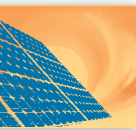


Si tienes un PIKO MP plus conectado a baterías con un KSEM es el momento de pasarte al PLENTICORE MP y conseguir productos todos estos adicionales valorados en hasta 737 €

¿Cómo funciona la promoción?

1. Solicita tu vale en el enlace QR de la izquierda.
2. Pide el nuevo PLENTICORE MP a tu distribuidor y envíale el vale.
3. El distribuidor te entregará el PLENTICORE MP al precio habitual junto con 2 PLENTICOINs, un módulo de protección contra sobretensiones CC y el KOSTAL BackUp Switch manual, cuyo valor aproximado es de 737 €.
4. Desinstala el viejo PIKO MP plus y recíclalo en un punto limpio.
5. Pon en funcionamiento el nuevo PLENTICORE MP con función BackUp en las instalaciones de tu cliente.

www.kostal-solar-electric.com



SOLAR FOTOVOLTAICA

El sector solar europeo afronta su primera caída en una década

Durante la última década, la energía solar se ha convertido en uno de los grandes motores de la transición energética en Europa. Su crecimiento vertiginoso no solo ha transformado la matriz eléctrica del continente, sino que ha colocado a la Unión Europea a la vanguardia mundial en la adopción de energías renovables. Sin embargo, un nuevo análisis de SolarPower Europe enciende las alarmas: el mercado solar se encamina a su primera contracción en diez años.

Manuel Moncada

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como el pilar central de la transición energética europea. Solo en junio de este año, la solar aportó más de 45 TWh de electricidad, un 22 % más que en el mismo mes de 2024. En el primer semestre de 2025, la producción alcanzó los 180 TWh, frente a los 147 TWh generados en el mismo periodo del año anterior.

Entre los países que más han contribuido a este ascenso destaca Países Bajos, líder europeo en potencia solar instalada per cápita, que logró cubrir el 40,5 % de su electricidad con fotovoltaica en junio.

Este crecimiento ha tenido un impacto directo en la reducción de los combustibles fósiles. En plena crisis energética de 2022, el carbón representaba el 15,8 % de la generación europea, frente al 12,8 % de la solar. Tres años después, las cifras se han invertido: el carbón

cayó al 6,1 % y la energía solar escaló al 22,1 %. Incluso en invierno, cuando la radiación solar es limitada, esta tecnología asegura más del 5 % de la generación en el conjunto de la UE, llegando al 10 % en los países más soleados.

■ De récord a retroceso

La energía solar vive en Europa un momento de contrastes. En junio de 2025 alcanzó un hito histórico al convertirse en la principal fuente de electricidad de la Unión Europea, con un 22,1 % de la generación, superando a todas las demás tecnologías. Sin embargo, al mismo tiempo, los analistas advierten que el mercado atraviesa una fase de desaceleración que amenaza el cumplimiento de los ambiciosos objetivos fijados para 2030.

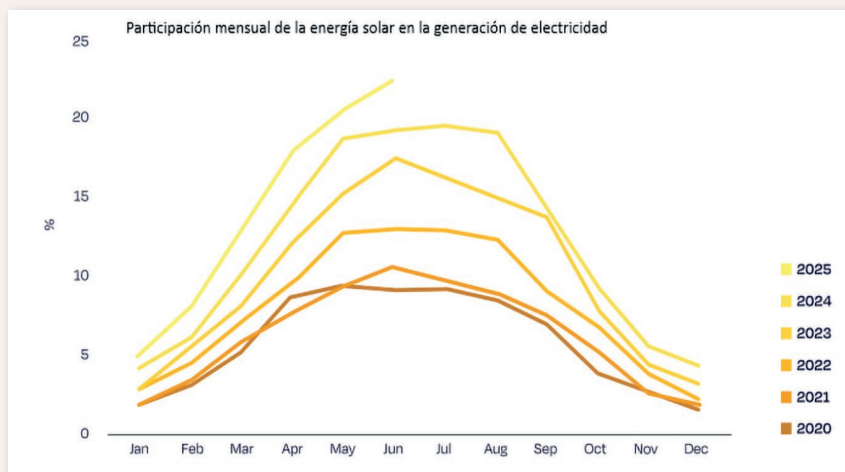
El dato refleja el peso creciente de esta tecnología en el mix energético, pero el contraste es evidente. Alcanzar el siguiente gran objetivo —750 GW solares en 2030— se complica ante un mercado que empieza a mostrar signos de fatiga.

En concreto, las previsiones para 2025 apuntan a un descenso del 1,4 % en la capacidad fotovoltaica instalada, lo que marcaría el primer retroceso desde 2015. Este cambio de tendencia preocupa a los analistas porque llega en un momento clave: la UE debe acelerar su despliegue renovable para cumplir los compromisos del Pacto Verde y de la neutralidad climática en 2050.

El informe reconoce, no obstante, que el bloque cumplirá en 2025 su objetivo intermedio de 400 GW de capacidad solar, establecido en la estrategia RePowerEU. En concreto, a finales del próximo año, se prevé que el Viejo Continente alcance los 402 GW.

Dries Acke, director general adjunto de SolarPower Europe: “La cifra (-1,4%) puede parecer pequeña, pero el simbolismo es enorme. El declive

Por primera vez, la energía solar genera más del 20% de la electricidad total de la UE



del mercado, justo cuando se espera que la energía solar se acelere, merece toda la atención de los líderes de la UE.

Y es que Europa necesita electricidad competitiva, seguridad energética y soluciones para la crisis climática. Pues bien, la energía solar satisface todas estas necesidades. Ahora solo falta que los responsables políticos establezcan los marcos de electrificación, flexibilidad y almacenamiento de energía que impulsarán el éxito de la energía solar durante el resto de la década.

■ ¿Qué está frenando el mercado?

Según los autores del informe, los motivos de la desaceleración son claros. Tras años de fuerte expansión, el mercado se estancó en 2024 y la previsión de caída en 2025 se explica, sobre todo, por la drástica reducción de las instalaciones residenciales en tejados.

Además, la combinación de precios más bajos de la electricidad y la retirada progresiva de programas de apoyo público al autoconsumo, entre otras cosas, han disminuido el atractivo de la inversión en tecnologías solares.

En cambio, la energía solar a gran escala mantiene un mejor desempeño, impulsada por las subastas estatales y los contratos corporativos de compraventa de energía (cPPA). Sin embargo, incluso estos últimos muestran síntomas de debilidad debido a la creciente cautela de los compradores.

■ El almacenamiento como salvavidas

Los expertos coinciden en que la clave para recuperar la dinámica está en el despliegue masivo de almacenamiento en baterías y en mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico. Sin ello, la intermitencia de la generación solar podría convertirse en un freno estructural.

Consciente de este reto, SolarPower Europe acaba de lanzar su Plataforma de Almacenamiento en Baterías para Europa, una iniciativa destinada a reunir a la industria y a presionar por un marco regulatorio que impulse la inversión en este segmento.

■ Mirando hacia 2030

El estancamiento de la energía solar abre un debate crucial: ¿puede Europa mantener su liderazgo renovable en un contexto de mercado menos favorable?

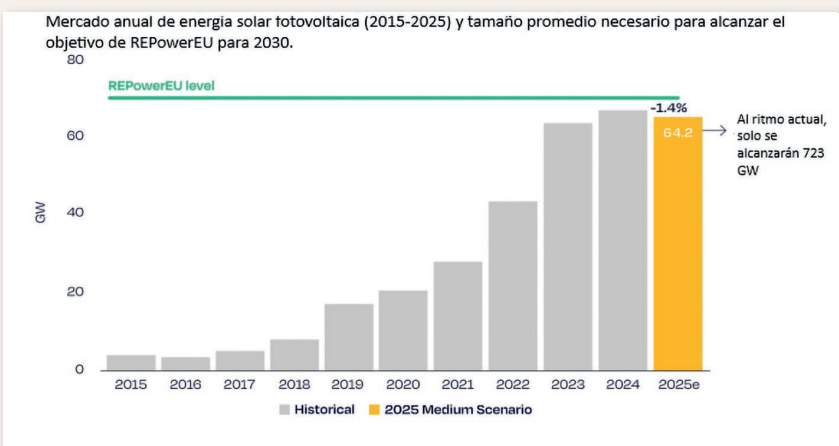
La respuesta dependerá de la rapidez con que se adapten las políticas de apoyo, de la integración de nuevas tecnologías y del compromiso de los actores privados.

Europa ya demostró que puede crecer rápido. Ahora el reto es sostener ese crecimiento sin perder de vista la meta de 2030, cuando la energía solar deberá triplicar su presencia actual para garantizar un futuro energético limpio y seguro.

Europa está a punto de cumplir, por un estrecho margen, el objetivo intermedio del plan RePowerEU de alcanzar 400 GW de capacidad solar instalada en 2025. Sin embargo, el verdadero desafío está en la siguiente meta: 750 GW en 2030.

Según el escenario medio proyectado por SolarPower Europe, con el actual nivel de despliegue el continente llegaría solo a 723 GW en 2030, insuficiente para cubrir los compromisos climáticos.

Se necesitan 69,9 GW anuales para alcanzar el objetivo de 750 GW



Los analistas coinciden en que el éxito futuro de la energía solar no dependerá únicamente de sumar megavatios. El sistema energético europeo requiere ajustes profundos: rediseño de subastas, evolución de los mercados de PPA y, sobre todo, inversiones urgentes en almacenamiento y flexibilidad.

La energía solar ya no puede considerarse un actor aislado dentro del sistema eléctrico. Su crecimiento exponencial ha puesto de relieve la necesidad de un sistema resiliente y flexible, capaz de mantener la estabilidad del suministro incluso en momentos de baja generación.

Europa se encuentra, por tanto, en una encrucijada: consolidar la energía solar como su motor principal o arriesgarse a que los avances logrados hasta ahora se diluyan. El sol brilla más fuerte que nunca en el continente, pero las nubes en el horizonte obligan a actuar con rapidez.

■ Frenazo del autoconsumo residencial

Como se ha comentado, el mercado fotovoltaico europeo se prepara para cerrar 2025 con su primer retroceso en casi una década. Y la principal razón detrás de esta desaceleración está en los tejados residenciales, que hasta hace poco eran el motor del crecimiento.

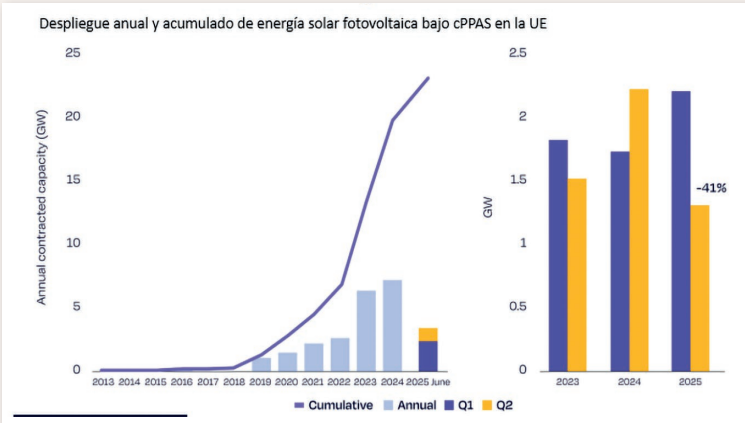
Entre 2020 y 2023, el segmento doméstico —instalaciones por debajo de 10 kW— aportó alrededor del 30 % de la nueva capacidad solar en la Unión Europea. Pero para 2025, su participación caerá a apenas un 15 %, con 9,3 GW instalados.

La caída responde a un factor común: la retirada de programas de incentivos sin sustitutos adecuados en mercados clave como Italia,



SOLAR FOTOVOLTAICA

Los PPA corporativos de energía solar superan el hito de 20 GW, pero sufren una desaceleración del 41% en el segundo trimestre de 2025



Países Bajos, Austria, Bélgica, Chequia y Hungría. El resultado ha sido un desplome de más del 60 % en las instalaciones residenciales respecto a 2023. A la lista se suman Polonia, España y Alemania, donde el retroceso supera el 40 %. En términos absolutos, las contrataciones de los mercados neerlandés y alemán son las que más pesan en la caída del segmento.

■ La fotovoltaica florece en los balcones

Pese a la contracción general, un subsegmento sorprende con su dinamismo: la energía solar enchufable o para balcones. Alemania lidera este fenómeno de los balcones solares con más de 190.000 sistemas registrados en solo seis meses de 2025, lo que representa un crecimiento del 32 % en capacidad. Este auge eleva el número de instalaciones a casi un millón en el país, aunque la cifra real podría ser muy superior si se incluyen sistemas aún no registrados.

■ El papel del sector empresarial

Frente a la situación en el ámbito residencial, el segmento comercial e industrial (C&I) se muestra más resiliente. Menos dependiente de subsidios, su crecimiento responde a la lógica económica: reducir costes energéticos y blindarse ante la volatilidad de precios. Francia, Alemania y Grecia encabezaron el aumento en 2023, pero en 2025 se espera un leve retroceso en su contribución. En cambio, Hungría y España podrían registrar un repunte.

La excepción vuelve a ser Países Bajos, donde la crisis de los tejados también afecta al mercado C&I: se prevé que las instalaciones comerciales caigan más de un 20 % en 2025, quedando en menos de la mitad del nivel alcanzado en 2023.

■ La apuesta por la gran escala

La debilidad del segmento residencial propicia que la solar a gran escala asuma un papel protagonista, ya que, según el informe, en 2025 se espera que represente la mitad de toda la nueva capacidad fotovoltaica en Europa.

Alemania y España lideran este avance, con volúmenes de instalación en tierra de magnitudes comparables y que, en conjunto, aportarán más del 45 % de la capacidad añadida en la UE. Si se suma Italia, la proporción supera el 50 %.

El acceso a capital —tanto público como privado— ha sido clave para este desarrollo, apoyado en instrumentos como la financiación pública y los contratos de compraventa de energía (PPA). Estas fórmulas han reducido el riesgo y permitido la entrada de inversiones a

gran escala, asegurando que los proyectos continúen avanzando pese a las turbulencias del mercado.

■ Los PPA corporativos superan los 20 GW en Europa

En apenas cinco años, los Acuerdos de Compra de Energía corporativos (cPPA) se han consolidado como una de las herramientas clave para impulsar la expansión solar en Europa. Al asegurar los precios de electricidad a largo plazo y reducir la exposición a la volatilidad del mercado mayorista, estos contratos se han convertido en una tabla de salvación tanto para los promotores como para los grandes consumidores de energía.

El balance hasta 2024 parecía imparable: ese año se firmaron 7 GW en nuevos contratos solares, la cifra más alta registrada hasta la fecha, y el volumen acumulado superó los 20 GW, un hito que refleja la creciente participación del sector privado en la transición energética europea.

La demanda de cPPA se disparó durante la crisis energética de 2021-2022, cuando los precios récord del gas y la electricidad empujaron a las empresas a buscar estabilidad a largo plazo. La energía solar emergió entonces como la tecnología más atractiva en este panorama, consolidando su dominio dentro de los acuerdos firmados en el continente.

A medida que el mercado maduró, también lo hicieron sus estructuras contractuales. Hoy son frecuentes las carteras agregadas y los acuerdos multitecnología, mientras que los proyectos híbridos empiezan a explorar fórmulas que incluyan almacenamiento en baterías (BESS). No obstante, estas innovaciones aún enfrentan obstáculos: la ausencia de modelos de ingresos claros para el almacenamiento frena su incorporación plena en los PPA.

A medida que el mercado maduró, también lo hicieron sus estructuras contractuales. Hoy son frecuentes las carteras agregadas y los acuerdos multitecnología, mientras que los proyectos híbridos empiezan a explorar fórmulas que incluyan almacenamiento en baterías (BESS). No obstante, estas innovaciones aún enfrentan obstáculos: la ausencia de modelos de ingresos claros para el almacenamiento frena su incorporación plena en los PPA.

■ El frenazo de 2025

Tras un arranque prometedor en el primer trimestre de 2025, con 2,2 GW firmados, el mercado ha sufrido un revés en el segundo trimestre: la capacidad contratada ha caído a 1,3 GW, un descenso del 41 % respecto al trimestre anterior.

La causa principal está en el desajuste entre compradores y vendedores. Los precios mayoristas persistentemente bajos —incluso negativos en algunos mercados— redujeron la urgencia de las empresas por cerrar acuerdos a largo plazo. Al mismo tiempo, los promotores, con costes de generación (LCOE) ya muy ajustados, no están dispuestos a comprometerse a contratos a precios fijos bajos.

El resultado es la pérdida del dinamismo que había caracterizado al mercado hasta ahora. Los expertos advierten que esta situación podría prolongarse en el corto plazo, hasta que los precios energéticos y las expectativas de las partes encuentren un nuevo punto de equilibrio.

■ Un papel aún estratégico

Pese a la desaceleración coyuntural, los cPPA siguen siendo vistos como un pilar esencial para garantizar inversiones en nueva capacidad solar en Europa, complementando las subastas públicas. Con un volumen anual que ya rivaliza con las mayores rondas de licitación, su evolución futura dependerá de la capacidad de adaptarse a un mercado energético más volátil, con precios bajos y condiciones cambiantes.

La pregunta que queda en el aire es si los PPA podrán seguir creciendo al mismo ritmo en un contexto de energía abundante y barata, o si deberán reinventarse incorporando más flexibilidad y soluciones asociadas al almacenamiento para mantener su atractivo.

■ Tendencias en el podio solar de la UE

Seguir de cerca el desarrollo de los principales mercados solares de

Europa clave para pronosticar el futuro mercado solar de la UE. A continuación presentamos las principales tendencias en el despliegue solar del podio solar de la UE.

Alemania. En Alemania, el mercado solar alcanzó en 2024 una capacidad de 17,3 GW, pero se espera una ligera contracción en 2025 hasta los 16,9 GW, lo que representa una caída del 3%. El impulso principal proviene de las subastas de renovables, cada vez más vinculadas al almacenamiento, junto con el ambicioso objetivo nacional de alcanzar 215 GW solares en 2030. También destacan la eliminación progresiva del carbón y las reformas regulatorias recientes, como el Paquete Solar 2024. Sin embargo, el mercado enfrenta obstáculos: la desaceleración del segmento de tejados residenciales, un apoyo político incierto, políticas poco sólidas para el almacenamiento y el efecto de precios negativos que eliminan compensaciones.

España. En el caso de España, la capacidad instalada fue de 8,8 GW en 2024 y se proyecta un crecimiento moderado del 3% en 2025, alcanzando los 9,0 GW. Este desempeño positivo se explica por una amplia cartera de proyectos a gran escala que ya cuentan con permisos, así como por el objetivo del NECP de 76 GW para 2030, que podría derivar en políticas más favorables. Además, las comunidades energéticas están contribuyendo al desarrollo del mercado de tejados. No obstante, el país también presenta barreras: el retroceso del segmento residencial, el incremento de recortes y precios negativos, y la fragilidad de la red eléctrica, evidenciada en el apagón de 2025.

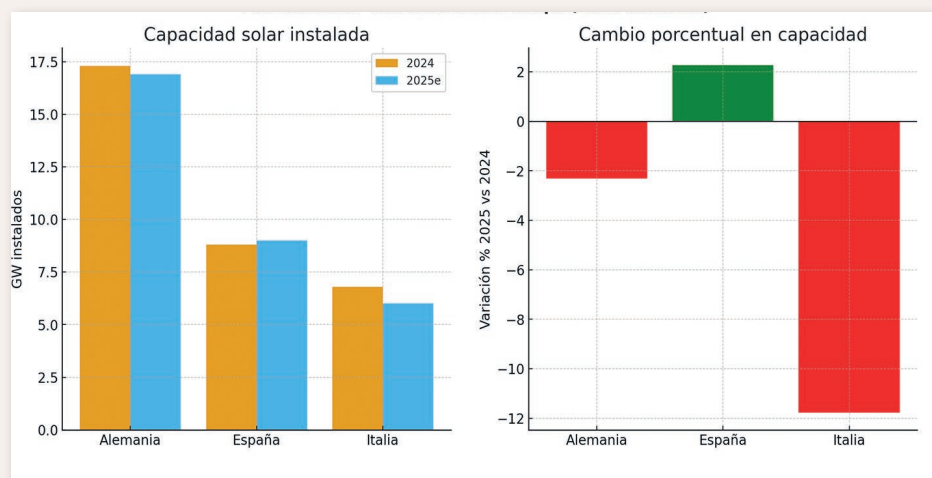
Italia. Por su parte, Italia registró en 2024 una capacidad de 6,8 GW, pero en 2025 se espera un retroceso del 12%, situándose en 6,0 GW. Entre los impulsores se encuentran las subastas de almacenamiento en baterías, el esquema FER-X que respalda el despliegue solar y el objetivo del NECP, cercano a los 80 GW. Sin embargo, el mercado italiano enfrenta importantes limitaciones: la oposición regional al uso de suelo para proyectos solares, la caída en instalaciones residenciales tras el fin de programas de apoyo y los obstáculos administrativos que retrasan significativamente los permisos para grandes proyectos.

En conjunto, estos tres países muestran dinámicas contrastantes. Alemania se mantiene como el mercado más grande de Europa, aunque con signos de desaceleración. España es el único de los tres que crecerá en 2025, gracias al empuje de proyectos utility-scale, pero con el desafío de modernizar su red. Italia, en cambio, experimentará la contracción más fuerte, arrastrada por trabas burocráticas y oposición local, a pesar de contar con mecanismos de apoyo como FER-X y subastas de almacenamiento.

■ Posibles escenarios

El futuro inmediato de la energía solar en Europa se mueve en un terreno incierto. Las previsiones para el segundo semestre de 2025 dibujan dos escenarios posibles: uno de crecimiento moderado y otro de contracción más pronunciada, ambos dentro de un rango estrecho

Mercado solar fotovoltaico en Europa (2024 vs 2025 e)



pero con consecuencias muy distintas para el rumbo de la transición energética.

Escenario de crecimiento: hasta un 1,1 %.

En la hipótesis más optimista, el mercado solar europeo podría crecer un 1,1 % en 2025. Este repunte se apoyaría principalmente en:

Alemania, España y Hungría, donde se espera un impulso final en instalaciones a gran escala.

Francia, que podría registrar un “efecto adelanto” en proyectos de tejados comerciales antes de la eliminación de sus tarifas de alimentación.

Mercados de tejados solares como el alemán, el neerlandés y el belga, que muestran señales de una leve recuperación en la segunda mitad del año.

España e Italia, donde el segmento comercial e industrial (C&I) podría acelerar, compensando parcialmente la caída residencial.

Escenario de contracción: hasta -2,3 %

En el extremo opuesto, la energía solar podría cerrar el año con una caída del 2,3 %. Este escenario se sustentaría en:

La prolongada debilidad del mercado de tejados residenciales y pequeños sistemas comerciales.

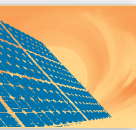
El aplazamiento de proyectos a gran escala, frenados por la incertidumbre regulatoria y especulativa en varios países.

La inestabilidad normativa de principios de 2025, con casos como la moratoria temporal de Francia para proyectos renovables a gran escala o las restricciones territoriales en Italia, que redujeron la confianza de los inversores.

■ Más allá de 2025: el reto de la década

Más allá de los vaivenes de este año, el informe advierte de una brecha creciente entre las tendencias actuales y las ambiciones del bloque. Para cumplir el objetivo de la UE de alcanzar 750 GW en 2030, el despliegue anual entre 2026 y 2030 debería superar en un 7 % de media el récord alcanzado en 2024.

Esto supone mantener durante cinco años consecutivos un ritmo de expansión sin precedentes, algo que solo será posible si los países europeos logran marcos regulatorios más estables, mayor coordinación entre mercados y políticas que refuercen la confianza inversora. ■



SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica, motor de industrialización

Así se titula el nuevo informe anual de la Unión Española Fotovoltaica. En esta radiografía del sector del año 2024, la patronal analiza la capacidad y la generación a tres niveles: mundial, europea y nacional. En este último, destaca del 2024 la caída del número de nuevas instalaciones de autoconsumo (-31% respecto a 2023 y -53% mirando a 2022). Además, dicho informe recoge las medidas planteadas desde UNEF para impulsar la generación distribuida y el almacenamiento, pieza clave de este 2025.

Celia García-Ceca

La energía solar fotovoltaica es la tecnología renovable con mayor crecimiento a nivel mundial. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se instalaron 602 GW de nueva capacidad fotovoltaica, lo que se traduce en un aumento del 35% de la potencia instalada con respecto a 2023 y en un acumulado global de 2.246 GW.

La fotovoltaica representó el 75 % de la nueva capacidad renovable y el 60 % de su generación, siendo la tecnología renovable con

mayor crecimiento a nivel mundial. China vuelve a ser el país líder con 357,3 GW instalados y más del 52 % del total mundial. Le sigue de lejos la Unión Europea (62,6 GW) cuyo crecimiento interanual se moderó al 4,4 % y donde Alemania lidera el ranking con 17,4 GW, seguida de España (7,2 GW) e Italia (4,2 GW). “Las previsiones para 2025 apuntan a una desaceleración del mercado solar europeo”, señalan en el informe.

Nuestro país se queda en el puesto número 7 dentro del top 10 de mercados fotovol-

taicos a nivel mundial. La capacidad fotovoltaica acumulada total alcanzó 40.294 MW con unas plantas en suelo que mantuvieron un ritmo estable a pesar de caer un 1,47 % (6.039 MW instalados respecto a 2023). Sin embargo, el autoconsumo descendió un 31 % con respecto a 2023 instalando 1.182 MW, y un 53 % si miramos al 2022 cuando se instalaron 2.507 MW. “Este retroceso, motivado por la normalización de los precios de la elec-

Sigue en página 36...





José Donoso

Director general de la Unión Española
Fotovoltaica (UNEF)

*“Se está perdiendo el interés en
el autoconsumo por esa percepción
de precios bajos”*



■ Un año más, una edición más, de este tan esperado informe que radiografía los números del sector fotovoltaico. Para comenzar, ¿qué destacaría de esta edición?

■ La primera conclusión que extraemos del informe de este año 2024 es que se ha producido una estabilización del sector. Lo realmente interesante para nosotros es la generación de PIB a nivel nacional donde vemos una caída del 0,17% pero que estadísticamente no es significativo y quiere decir que se ha estabilizado, que el sector se ha estabilizado. Y lo vemos en todas las variables como la de generación de empleo, que está prácticamente igual a la del año anterior.

■ Muchas circunstancias están poniendo “en jaque” este sector. Vertidos a la red, horas cero y negativas, redes tensionadas o colapsadas... ¿cómo afecta todo esto al sector? ¿Es la fotovoltaica la solución?

■ Efectivamente esta situación está generando incertidumbre en el sector y está generando dificultades para conseguir financiación. Estamos en un año de encrucijada, en un año muy importante en el que hay que tomar decisiones importantes.

Hace unas semanas conocimos la planificación de las redes hasta el año 2030 y sabemos los datos de los puntos de conexión que ya están concedidos. En total esto suma 75 GW, es decir, va a haber una demanda muy importante porque la demanda media en estos momentos es de 25 GW. Obviamente de estos 75 GW no todos se van a concretar, no sabemos cuántos, pero solo con que una parte de esos 75 GW se concretara, estaríamos casi duplicando la demanda.

Entonces nos encontramos en una situación un tanto compleja y delicada. Seguimos teniendo una energía eléctrica cara. La media total del mercado se sigue moviendo en torno a los 68 o 69 euros por megavatio hora. Y sin embargo, nuestra tecnología captura unos precios muy inferiores, en una media del orden de los 30 euros, pero con momentos en los que se captura un precio de 0, de 10, de 15, incluso en algunos momentos negativos.

Si todo este interés por esos 75 GW de nueva potencia quieren venir a España es porque tenemos una energía eléctrica barata y consideran que tenemos una ventaja competitiva en esa tecnología. Pero nos encontramos con una disfuncionalidad y es que tenemos un sistema marginalista de fijación de precios con una tecnología que no tiene costes marginales. Entonces, hay que buscar soluciones puente hasta que llegue esa demanda y se concrete. Porque si no cuando llegue esa demanda, si no tenemos la oferta en lista, la energía va a ser más cara, o no se va a concretar o no va a ser rentable para esas empresas. Es muy importante que el Ministerio acelere los concursos de demanda cuanto antes para que se concrete, para que veamos lo que hay de real y entre en el mercado esa demanda.

En conclusión, hay que buscar una solución puente que garantice el menor el menor precio posible para los ciudadanos y las empresas, pero que garantice al mismo tiempo la rentabilidad de las inversiones que se están haciendo.

■ ¿Cuál es la solución para reducir los precios cero?

■ Una es acelerar la demanda. Si incrementas la demanda, los precios suben. Además se generaría industria para nuestro país, y riqueza y empleo en otros sectores. Segundo, almacenamiento. Si en esas horas cero, almacenas la energía, la retiras del mercado, vas a colocar la energía en esas horas que son muy caras, cuando se va el sol, y vas a hacer descender el precio ahí. Y la planta va a tener un incremento de rentabilidad. Estos son dos de los motores que pueden eliminar esas horas cero. Además, es importante buscar soluciones regulatorias que permitan una transición en este sistema que es inadecuado para la fijación de precios hasta que se concrete la demanda.

La energía eléctrica sigue siendo cara o muy cara en España. Hace varios años, 69 euros hubieran sido primera página en los periódicos. Sin embargo, los precios de la energía han fluctuado mucho y el ciudadano está desorientado. Cuando llegamos al cero, el ciudadano piensa que la energía es más barata de lo que realmente es. Esto es muy importante porque se está perdiendo el interés en el autoconsumo por esa percepción de precios bajos, cuando realmente no lo son.

■ Pues justo de autoconsumo le pregunto ahora. Un sector, el fotovoltaico, que también tiene retos por delante como el impulso al autoconsumo después de varios años en descenso, la adopción de las baterías... ¿En qué punto estamos?

■ El autoconsumo tuvo un pico muy importante hace tres años motivado por dos motores fundamentales: unos precios altísimos de la energía eléctrica, más las subvenciones Next Generation. Pero una vez que esos dos motores se han gripado, se ha visto una caída importante del 50% del mercado. Lo bueno de este año es que, aunque el mer-



“Tenemos que hacer una auténtica transformación de nuestro sistema por razones ambientales y económicas”

cado sigue descendiendo, estamos viendo una cierta estabilización de este mercado, que esperemos sea el anticipo de una recuperación.

¿Qué se necesita para esa recuperación? Mejorar las tramitaciones, es decir, resolver barreras que todavía existen y agilizar las tramitaciones administrativas. El gobierno ha prometido sacar un real decreto de autoconsumo en estos meses. Necesitamos que sea cuanto antes. Primero le pedimos que, a la hora de solicitar permiso de autoconsumo, se tenga en cuenta la realidad de lo que se va a inyectar en la red y no en función de la potencia instalada. De esta forma se podrá extender esa simplificación, esa no necesidad de solicitar permiso de acceso y conexión a ciertas plantas.

Segundo, en España tenemos la tramitación y la compensación simplificada hasta de plantas hasta 100 kW, pero la directiva de energía renovable nos habla que esa tramitación y compensación simplificada de autoconsumo tiene que llegar hasta los 500. Entonces, lo que queremos es que se aplique la directiva y que llegue a los 500.

Luego, en el tema de las distancias, hasta ahora se puede tener una instalación a dos kilómetros. Queremos que se extienda hasta cinco. Hay un ejemplo muy interesante en Toledo que ha creado una comunidad energética en el casco histórico donde la instalación está a dos kilómetros porque en el casco histórico no se pueden poner placas fotovoltaicas. Si la distancia fuera mayor, se podría extender esa comunidad a más vecinos.

Después, al Ministerio de Hacienda le pedimos desgravaciones fiscales como existen en otros países. Exención del IVA, desgravación sobre el impuesto de sociedades y deducciones sobre el IRPF. Y a las comunidades autónomas le pedimos extender la exención de solicitud

de la autorización administrativa de construcción a las instalaciones de menos de 500 kW. Desde UNEF estamos haciendo una campaña para que todas las comunidades autónomas lo aprueben.

■ Y las compañías energéticas, ¿siguen poniendo trabas y ralentizando los procesos?

■ Seguimos teniendo quejas. Es un tema que no está resuelto de manera satisfactoria. Hay proyectos, sobre todo autoconsumo industrial, que están tardando 8 y 9 meses, e incluso 1 año o más de 1 año, en ponerse en marcha, y eso es injustificable, porque además es un coste innecesario en la competitividad de una industria. Nosotros habíamos propuesto la CNMV una fórmula que estaba en realidad Decreto ley 7/2025 que no fue aprobado por el Parlamento. Por un lado se beneficia a las distribuidoras que sí cumplen, pero por otro lado se las penaliza si no lo hacen. Queremos que los proyectos se tramiten y pongan en marcha lo antes posible porque estamos desperdiciando energía en una instalación que está hecha, que está en el tejado y no se puede utilizar.

■ Vamos ahora con el almacenamiento. Otro de los retos del sector.

■ En este tema podemos distinguir entre almacenamiento detrás del contador y el almacenamiento a gran escala. El almacenamiento detrás del contador ha seguido descendiendo porque ha sufrido lo mismo del autoconsumo porque con las subvenciones, sobre todo en el sector doméstico, una parte importante de las instalaciones iban con almacenamiento. Desaparecidas esas subvenciones, ha caído fuertemente, todavía más que las instalaciones de autoconsumo. Esto es importante, porque el almacenamiento es fundamental y este año se ha puesto de manifiesto la necesidad del almacenamiento también como seguridad de suministro y de mejorar la robustez de la red.

El Real Decreto que está en proceso, en periodo de análisis de las alegaciones presentadas, nos va a resolver algunos de los problemas más importantes que teníamos, especialmente las barreras administrativas. Va a definir la propia definición de potencia. Hasta ahora, como no existía, lo que se hacía era sumar las potencias. Tú tenías una planta de 30 MW fotovoltaicos y le ponías una batería de 20, pues sumaban 50. Esta planta de 30 tú la habías tramitado a través de las comunidades autónomas, pero al llegar a cincuenta ya no te sirve porque pasas a la Administración General del Estado. Esto es absurdo porque tú no vas a estar emitiendo 50 y como el punto de conexión además es de 30, nunca vas a estar emitiendo más de 30. Entonces, ese real decreto reconoce que esto no se suma, que debe ser la mayor la que se toma en consideración, con lo cual resolvemos esa barrera administrativa, porque con esto tenías que partir la tramitación de cero, es decir, necesitabas varios años más para poner en marcha la planta.

Y también pone una solución importante al problema del estudio ambiental. Hasta ahora, al considerarse una modificación sustancial, tú tenías que hacer un nuevo estudio de impacto ambiental, lo cual te puede llevar uno o dos años. Lo que te dice el Real Decreto es que si analizas una unidad de almacenamiento, la estandarizas y has conseguido una declaración de impacto ambiental positiva, no tienes que hacer un nuevo estudio. Esto ahorra mucho tiempo e incentiva a que se haga más rápido. Aunque esperamos que esto puede tardar todavía 3 o 4 meses, en el momento que se apruebe la hibridación va a ir mucho más deprisa.

Desde UNEF también reivindicamos que se necesitan subastas. Consideramos imprescindibles unas subastas que fijen ese precio y esas subastas tienen que ser ya fotovoltaica más almacenamiento.

Tenemos que tener el concepto de que la batería es tan importante en una planta fotovoltaica como lo es el panel fotovoltaico. Es imprescindible. Todas las plantas tienen que venir con almacenamiento.

Este es el gran desafío de estos próximos años, la gran asignatura pendiente: acelerar esa descarbonización.

■ ¿Cómo hay que hacerlo?

■ Con esas inversiones en redes que comentábamos para las empresas que quieren electrificarse pueden hacerlo de forma rápida. O acelerando el coche eléctrico y llevando transportes de mercancías al ferrocarril eléctrico. Tenemos que hacer una auténtica transformación de nuestro sistema por razones ambientales de reducción de las emisiones de CO₂, pero también por razones económicas, porque si conseguimos que la fotovoltaica da ventaja competitiva a nuestra industria, tenemos que hacer que esa ventaja competitiva se extienda a todo el territorio industrial y eso solo puede ser a través de la electrificación.

Pero para ello tenemos muchos deberes. La parte de aceptación social es fundamental. Somos un sector regulado y dependemos de la regulación y la regulación depende de los políticos y los políticos se mueven en función de la opinión pública. Si perdemos el apoyo de la opinión pública vamos a perder el apoyo político. Estamos viendo que tenemos una barrera nueva en determinadas comunidades autónomas. En Aragón o en el País Vasco han implementado impuestos a la energía fotovoltaica, impuestos que van en contra de esa competitividad que decíamos. O estamos viendo que La Rioja ha establecido una moratoria que seguramente se extienda y no sabemos hasta cuándo. Baleares acaba de sacar otra moratoria que seguramente se va a extender como mínimo por dos años. Si el ciudadano no comprende que todas esas medidas van en contra de su futuro desde el punto de vista ambiental por los problemas que está trayendo como son las inunda-

ciones, los incendios, etcétera, etcétera, y si no entiende que además va en contra de su futuro económico porque supone una energía más cara para ellos y una previa ventaja competitiva de generación de empleo, vamos mal.

Y no nos olvidemos también que están surgiendo plataformas, algunas podemos decir bien pensadas pero que no tienen esa visión global de la problemática ambiental, y otras simplemente que se amparan en la defensa hipotética de un paisaje pero que detrás están intereses inmobiliarios, intereses turísticos, intereses de seguir teniendo agricultores que les cobren poco por el producto, etcétera, etcétera. Esta es la problemática, tenemos que trabajarlo mucho y ahí necesitamos la complicidad y el apoyo de todos los medios de comunicación porque muchas veces está la tentación del titular.

■ Y para terminar, hablemos sobre el Foro Solar de UNEF que se celebra el 15 y el 16 de octubre en Madrid. Es un escaparate de cómo ha ido evolucionando y creciendo en positivo el sector fotovoltaico. ¿Cuál es su resumen de todas estas ediciones?

■ Yo creo que lo has definido muy bien, es el escaparate de la evolución del sector. Desde los primeros foros, que eran bastante simbólicos porque eran en el subterráneo de un hotel en Atocha y de forma casi clandestina con ciento y pico personas, hasta los de ahora en un hotel con 1.250 personas. Si vemos los temas que se han ido tratando, si vemos las conclusiones de cada foro, vemos cómo ha evolucionado el sector y este año no va a ser menos.

Este es un año de transición, un año de encrucijada, en el que hay que tomar decisiones complicadas. Todo lo que hemos ido hablando en esta entrevista va a estar allí en el debate con las empresas, con los actores de la energía fotovoltaica. Además, le daremos una importancia especial a la financiación porque es fundamental. ■

XII FORO SOLAR 15 16 OCT

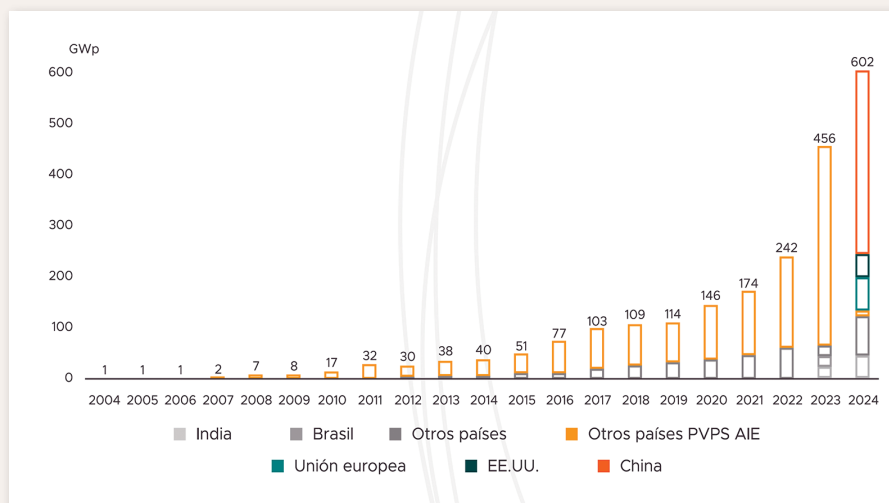
El evento de referencia del sector fotovoltaico
vuelve a Madrid con su XII edición

2025 - MADRID

Consulta la agenda completa
y reserva ya tu plaza en
www.unef.es

SOLAR FOTOVOLTAICA

Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada 2004-2024



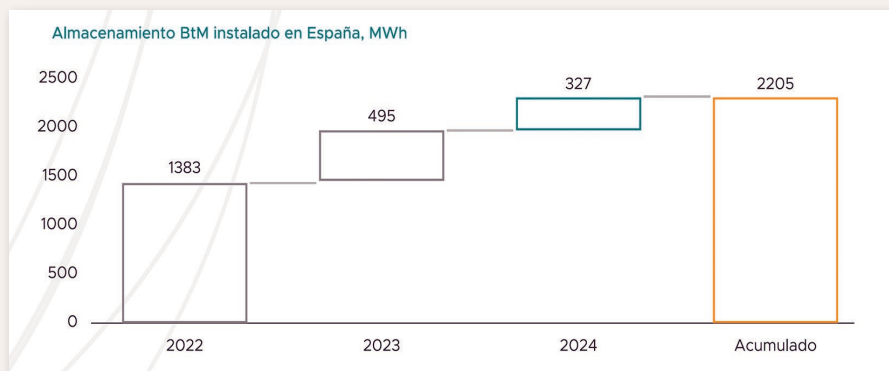
Fuente: Agencia Internacional de la Energía. Programa PVPS

Top 10 de países con mayor potencia instalada fotovoltaica anual (izq.) y acumulada (dcha.)

CAPACIDAD INSTALADA ANUAL				CAPACIDAD ACUMULADA			
1		China	357,3 GW	1		China	1048,5 GW
(2)		Unión Europea*	62,6 GW	(2)		Unión Europea*	339,4 GW
3		EE.UU.	47,1 GW	2		EE.UU.	224,1 GW
3		India	31,9 GW	3		India	124,6 GW
4		Pakistán	17,0 GW	4		Alemania	99,8 GW
5		Alemania	16,7 GW	5		Japón	96,9 GW
6		Brasil	14,3 GW	6		Brasil	52,1 GW
7		España	7,5 GW	7		España	47,2 GW
8		Polonia	6,6 GW	8		Australia	38,6 GW
9		Italia	5,9 GW	9		Italia	37,0 GW
10		Japón	5,5 GW	10		Korea	31,7 GW

Fuente: Agencia Internacional de la Energía. Programa PVPS

Almacenamiento detrás de contador instalado en 2024



Fuente: UNEF

... Viene de página 32

tricidad, el encarecimiento de la financiación y la incertidumbre económica, nos aleja del ritmo necesario para alcanzar el objetivo del PNIEC de 19 GW en 2030”, añaden desde UNEF. En esta línea de autoconsumo, destaca el crecimiento de las comunidades energéticas que, según datos de 2024, ya hay 659 proyectos identificados en España, frente a los alrededor de 500 estimados en 2023.

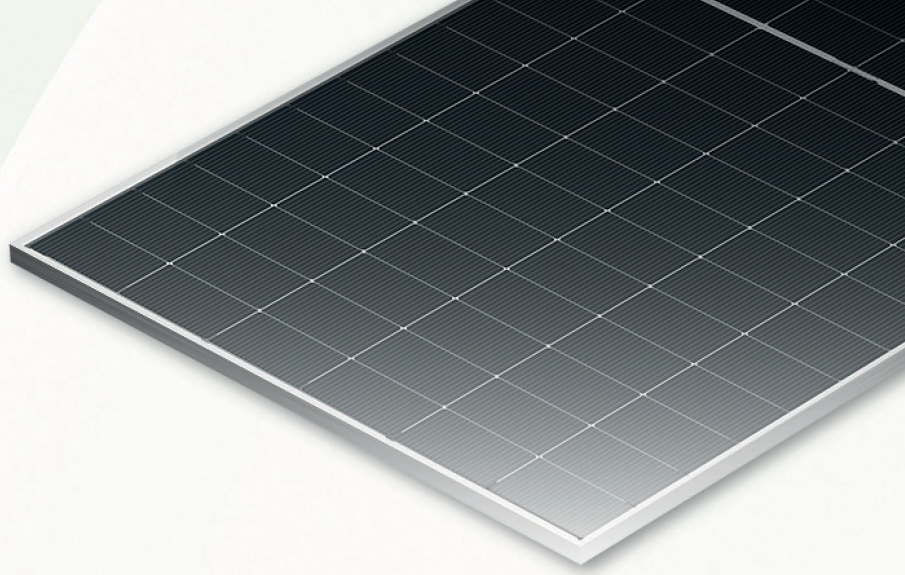
■ Estabilización de la huella económica

La contribución del sector fotovoltaico a la economía, con el impacto directo sobre el PIB (interno y externo) de 4.596 millones de euros en 2024, ha sido muy similar a la aportación de 2023 lo que indica una estabilización en este sentido. La huella económica total del sector, estimada como la agregación de la generación de PIB directo, indirecto e inducido tanto dentro como fuera de la economía nacional, alcanzó los 15.317 millones de euros en 2024, lo que significa una reducción del 2% con respecto al año pasado. En cuanto al empleo, la huella total en España ascendió 146.764 trabajadores nacionales ligados directa, indirecta e inducidamente al sector fotovoltaico en 2024, de los que 35.105 fueron empleos directos, 75.569 indirectos y 36.090 inducidos.

■ El almacenamiento, el gran reto

O “pieza crítica”, según indican desde UNEF en el informe. “El almacenamiento energético continúa siendo un pilar fundamental para el despliegue de energías renovables”. Y es que, a pesar de que la capacidad acumulada detrás del contador desde 2022 asciende a 2.205 MWh, en 2024 baja un 34% hasta los 327 MWh instalados. “El despliegue a gran escala avanza lentamente, condicionado por barreras administrativas y la ausencia de un marco regulatorio claro, aunque existen solicitudes con permiso de acceso por más de 9,5 GW”, añade la patronal fotovoltaica.

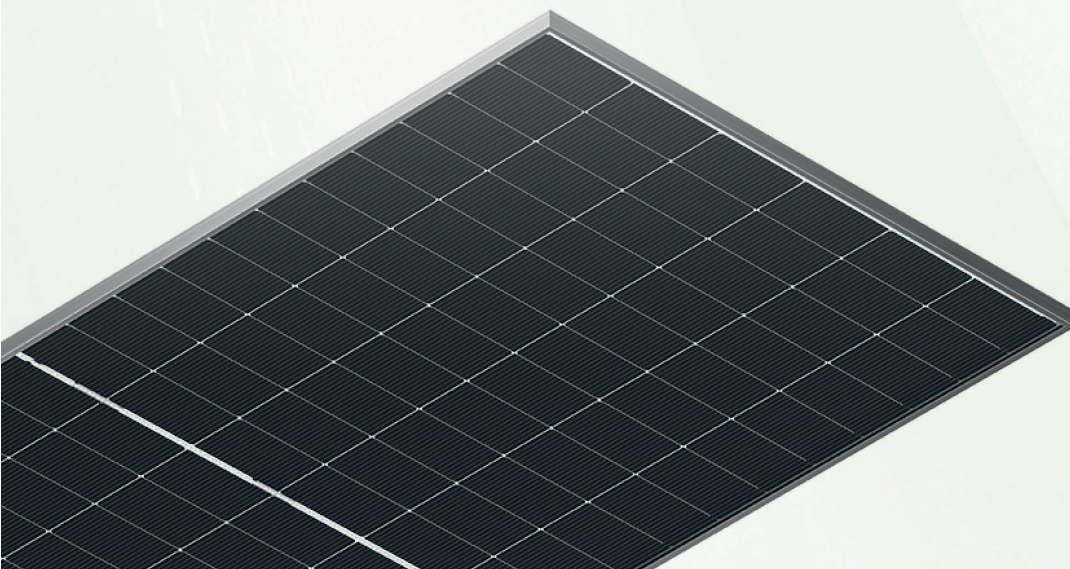
Con estos datos, desde UNEF siguen abogando por medidas que fomenten el ahorro de las instalaciones de autoconsumo, la exención en la tramitación de instalaciones que inyecten menos de 15kW, la simplificación hasta 500kW y el desarrollo de la figura del agregador independiente para la participación del almacenamiento BtM en todos los mercados. Además, ponen especial relevancia en el almacenamiento distribuido (el que no necesariamente está asociado a generación), con una inclusión expresa en la regulación y que éste tenga una consideración equiparable al autoconsumo. ■



ASTRO N7 **2.0** Nuevo actualizado

Potencia en la Eficiencia
Rentabilidad en la Promesa

**Mayor Rendimiento Energético
Menor LCOE**



astronergy europe



Follow Us @Astronergy Solar



www.astronergy.com.cn/es



AUTOCONSUMO

Cómo devolver al autoconsumo todo su vigor

El autoconsumo solar no vive sus mejores momentos en España. Los datos relativos al primer semestre de 2025 confirman que encadena tres años consecutivos de contracción de la potencia instalada, especialmente en el sector industrial. Para reactivarlo —la coincidencia es unánime— se requieren medidas que agilicen su tramitación y que se simplifiquen los requisitos administrativos para instalaciones menores. Fomentar el autoconsumo colectivo, mantener incentivos fiscales, unificar criterios para las distribuidoras e impulsar el almacenamiento —claramente posicionado como el gran aliado del autoconsumo— son otras de las medidas reclamadas.

Pepa Mosquera

En los primeros seis meses de 2025, la potencia instalada en autoconsumo en España se situó en 611 MW, un 14,6% menos que en el mismo periodo de 2024. Son datos de APPA Renovables, asociación que indica que el descenso se concentra en el ámbito industrial, que es el que tradicionalmente ha tirado más del autoconsumo. En torno al 70% de la potencia total instalada en el 1º semestre del año en curso correspondió a empresas e industrias, si bien lo instalado ha sido un 22,9% inferior a lo que se instaló en el primer semestre en 2024. Desde Appa explican que las marcadas diferencias horarias en los precios de la energía —con un fuerte diferencial entre precios mínimos y máximos en los mercados diarios—, unidas a la saturación de las redes de distribución, siguen lastrando la rentabilidad del autoconsumo industrial. “Gran parte del problema —afirman— radica en una red que dificulta la exportación de los excedentes, obligando en la práctica a las compañías a implementar sistemas antivertido”. De hecho, según los datos de esta asociación, en 2024 el 19% de la generación se dejó de inyectar a la red, el equivalente a 88 millones de euros en electricidad renovable desperdiciada.

En el sector residencial, por el contrario, el autoconsumo creció en el 1º semestre del año un 11,6%, con muchas nuevas instalaciones ya diseñadas con *backup* (modo isla) para asegurar el suministro ante posibles fallos de red. En paralelo, el almacenamiento ligado al autoconsumo vivió un salto sin precedentes: se instalaron 146 MWh de baterías en seis meses —casi lo mismo que en todo 2024—, con un crecimiento del 88%. Muchas de estas operaciones se realizaron incorporando baterías a instalaciones ya existentes, lo que en el mercado de conoce como *retrofit*. (actualización de componentes),.

“El mercado residencial es especialmente susceptible a los cambios, mientras que el industrial es más racional”, explica Jon Macías, presidente de APPA Autoconsumo. “El cero energético de abril ha supuesto un antes y un después para los ciudadanos, que buscan dotarse de seguridad de suministro, también en instalaciones ya existentes, dotándolas de baterías”. En cuanto a las industrias, Macías afirma que en este contexto de saturación de la red y de largos plazos de espera para nuevas conexiones, “el autoconsumo con almacenamiento se ha convertido en la mejor opción para que las industrias dispongan de mayor potencia. Además, les ofrece una

mayor flexibilidad para electrificar procesos productivos, mejorar la competitividad de las empresas e incluso generar ingresos adicionales mediante la prestación de servicios de flexibilidad al operador de red”.

Ahora bien, como insisten desde APPA, “para aprovechar este potencial, es imprescindible contar con una regulación específica que incentive el almacenamiento distribuido, pieza clave para alcanzar la electrificación de la demanda y garantizar un sistema más seguro y eficiente”.

■ Medidas para desenredar la madeja

Ante este panorama, Appa reclama un paquete de medidas urgentes (no necesariamente basadas en ayudas directas) que permitan desbloquear el desarrollo del autoconsumo. Son las siguientes:

- Rebajas fiscales en Impuesto de Sociedades, IBI e IRPF, que incentivarían las inversiones en autoconsumo.
- Aplicación efectiva del 10% de capacidad reservada en los nudos de transporte y distribución para autoconsumo (que hasta ahora no se está materializando).
- Actualización del RD 244/2019, recuperando medidas ya contempladas en el



RDL 7/2025 pero que no prosperaron: la ampliación del radio de instalaciones compartidas de 500 metros a 5 km, la creación de la figura del gestor de autoconsumo o la ampliación a otras tecnologías renovables (eólica, minihidráulica, cogeneración con biomasa...).

- Refuerzo urgente de las redes de distribución. Una “condición imprescindible para que el autoconsumo alcance su potencial y contribuya a la competitividad industrial”, según destaca APPA..

- Regulación específica del almacenamiento distribuido para lograr la electrificación de la demanda, precios de excedentes más estables y una mejor integración en el sistema eléctrico.

- Registro Nacional de Autoconsumo operativo y transparente, que permita disponer de datos fiables sobre la potencia instalada y facilite la planificación de políticas públicas y decisiones de inversión.

“Si 2023 marcó el primer desvío claro respecto a la trayectoria hacia 2030, la contracción de 2025 es una señal de alarma. Sin redes reforzadas, sin un marco regulatorio completo para el almacenamiento distribuido, sin fiscalidad favorable y sin datos fiables, el autoconsumo —la tecnología más inclusiva y democrática de las renovables— corre el riesgo de no alcanzar los objetivos del PNIEC 2030”, advierten desde Appa.

“El autoconsumo es clave para la seguridad de suministro, para abaratar la factura de los hogares y para mantener la competitividad industrial. Necesitamos medidas inmediatas para desbloquear su desarrollo”, concluye Jon Macías.

■ Avanzar para garantizar la equidad energética

La unión Española Fotovoltaica (UNEF) reclama igualmente medidas de aplicación urgente para seguir impulsando la apuesta por el autoconsumo, muchas de las cuales —como la eliminación de barreras administrativas y los incentivos fiscales— aparecen en las reclamaciones de todos los actores del sector solar.

“Hemos superado los 8 GW de autoconsumo, pero la caída del 31% en nuevas insta-

laciones en 2024 enciende todas las alarmas. No podemos desaprovechar el impulso conseguido”, advertía hace ya seis meses Rafael Benjumea, presidente de UNEF, en la V Cumbre de Autoconsumo, celebrada en Madrid el pasado mes de abril.

Entre esas barreras UNEF incluye “desde incoherencias regulatorias hasta trabas administrativas y económicas”. Y hace especial hincapié “en la necesidad de eliminar límites injustificados en la tramitación, como el actual umbral de 100 kW para la tramitación simplificada, o la restricción en la distancia entre el punto de generación y el de consumo”.

En la parte administrativa, UNEF plantea eximir de la tramitación a las instalaciones que inyecten menos de 15kW; ampliar la tramitación simplificada hasta los 450 kW

de capacidad de acceso; y aumentar la distancia permitida entre generador y consumidor a 5.000 metros. Considera, igualmente, necesario, agilizar los trámites mediante la figura del gestor de autoconsumo colectivo, simplificar los acuerdos de reparto y eliminar requisitos como contadores adicionales innecesarios.

Otras demandas de la Unión Fotovoltaica, estas de carácter económico, son que se incremente el término variable en la factura de la luz, para así incentivar el ahorro; la extensión de las deducciones fiscales por eficiencia energética; o incluir el IVA reducido para ciertos componentes de instalaciones solares, incluidas las baterías. Considera, asimismo, que eliminar el límite de 100 kW para la compensación simplificada de excedentes y las restricciones mensuales permi-

Personas con energía propia

Así se titula una campaña de publicidad institucional lanzada a finales de septiembre desde el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y centrada en el autoconsumo energético renovable. ¿Objetivo? Trasladar al conjunto de la ciudadanía las ventajas, “tanto individuales como colectivas”, de generar y consumir energía propia y limpia en los hogares, en las comunidades de vecinos y en las empresas de todo tipo y tamaño.

Esta campaña, explican desde el IDAE, va “en línea con la propuesta de Pacto de Estado frente a la Emergencia Climática” y busca “afianzar el crecimiento sostenido del autoconsumo, figura clave de la transición energética, que ya supera los 8 GW de potencia instalada” (más potencia que la que suman todas las centrales nucleares que aún operan en España: 7,1 GW).

El IDAE también quiere con esta iniciativa rendir “un homenaje a las más de 550.000 personas y empresas que ya han iniciado este camino (del autoconsumo), generando un sentimiento de esperanza y optimismo respecto a la lucha contra el cambio climático, en línea con la propuesta de Pacto de Estado frente a la Emergencia Climática lanzada por el Gobierno”.

Más información:

→ personasconenergiapropia.es





AUTOCONSUMO



tiría a más autoconsumidores (incluyendo empresas) beneficiarse de toda la energía inyectada a la red.

UNEF también pide un marco normativo estable, que reconozca el carácter de interés público de las comunidades energéticas y facilite su desarrollo por parte de entidades locales.

“El autoconsumo representa la España que queremos: innovadora, sostenible y justa. Contamos con el conocimiento, el tejido empresarial y el respaldo social. Solo faltan algunas piezas regulatorias para completar el puzzle”, afirman desde la asociación.

■ Voces con mucha fuerza

UNEF es una de las entidades que forma parte de la Alianza por el Autoconsumo, red que reúne a más de 60 organizaciones de la sociedad civil y que ha llevado al Congreso de los Diputados una Proposición No de Ley (PNL) para mejorar la regulación del auto-

consumo en España. La apoyan PSOE, Sumar, ERC, Bildu, BNG y Podemos y en ella se plantean doce propuestas concretas para mejorar la regulación del autoconsumo en España y agilizar trámites.

Esta docena de propuestas son resultado del amplio consenso alcanzado entre los diferentes actores que forman parte de la Alianza: sindicatos como Comisiones Obreras y UGT, patronales como APPA y UNEF o la asociación de pequeños productores fotovoltaicos Anpier, cooperativas como Som Energía, grupos ecologistas como Greenpeace, asociaciones de consumidores como CECU, etc.). Y están destinadas, fundamentalmente, a: mejorar la gestión, donación y compartición de los excedentes de autoconsumo; aumentar el límite de distancia entre generación y consumo; y modificar el modelo de ayudas y subvenciones para fomentar las instalaciones de autoconsumo.

Nueva normativa para antes de fin de año

“Lanzaremos nueva propuesta de Real Decreto de Autoconsumo de aquí a final de año”. Lo decía a Energía Renovables Joan Groizard, secretario de Estado de Energía, en una entrevista que publicamos el pasado 12 de septiembre. Groizard añadía que confía en que este RD pase a trámite parlamentario antes de fin de año.

La norma incorporará elementos como la creación de la figura del gestor de autoconsumo, y algunos otros que pueden ayudar a seguir ampliando el autoconsumo, como el autoconsumo colectivo, considerado por Groizard como “uno de los grandes pasos para realmente democratizar el autoconsumo y que pueda llegar a todo el mundo”. “La mayoría de los españoles vivimos en comunidades de propietarios, con lo cual el autoconsumo colectivo es absolutamente fundamental”, añadió.

El secretario de Estado de Energía insistía, además, en que aunque no estemos ahora en plena crisis energética, el autoconsumo sigue saliendo a cuenta ya que nos permite ahorrar.

De momento, el marco principal sobre autoconsumo sigue siendo el Real Decreto 244/2019, publicado en 2019, que supuso un cambio drástico respecto a normativas anteriores, al eliminar el famoso “impuesto al sol” y facilitar tanto el autoconsumo con y sin excedentes.

Estas son las principales propuestas con las que la Alianza quiere cambiar la historia del autoconsumo:

- Incorporar la figura del gestor del autoconsumo en la regulación (Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y RD 244/2019) y permitir la activación y gestión de contratos de forma unilateral de cada asociado con la distribuidora eléctrica (tanto para la baja, modificaciones o el alta de un consumidor asociado)
- Establecer la posibilidad de compartir solo los excedentes de autoconsumo (en lugar de toda la generación).
- Definir procedimientos en la tarifa para facilitar la donación y/o compartición de excedentes y el destino de estos excedentes a consumidores vulnerables.
- Permitir que se modifiquen los contratos de autoconsumo colectivo de forma mensual en vez de cada cuatro meses.
- Conceder automáticamente el acceso, si ya se dispone de los permisos tal y como ya recoge la normativa, cuando la potencia instalada es igual o menor a los derechos de extensión ya adquiridos, salvo existencia de riesgo técnico según la distribuidora, con periodo de respuesta fijado y silencio positivo.
- Para acogerse al mecanismo de compensación simplificada de excedentes, utilizar el límite en función de la capacidad de acceso en lugar de la potencia instalada y aumentar el umbral de 100 kW de potencia instalada a 450 kW de capacidad de acceso.
- Extender la exención de solicitar el permiso de acceso y conexión a todas las instalaciones que inyecten menos de 15 kW a la red.
- Establecer un procedimiento estandarizado para el acceso y conexión en todo el territorio estatal. Ofrecer información transparente sobre los centros de transformación a los que está adscrito cada punto de consumo.
- Aumentar el límite de distancia entre generación y consumo, para cualquier tecnología y modalidad de autoconsumo. Transición hacia un modelo de pago de peajes en función de la distancia, siempre asegurando el coste cero de los peajes para autoconsumos de menos de 2 km.
- Introducir los coeficientes dinámicos de reparto para el autoconsumo colectivo *ex post* (posterior al consumo de energía), en vez del actual estático *ex ante* (anterior al consumo de energía).
- Regular el almacenamiento distribuido para que no esté asociado a una instalación de autoconsumo (generación) como autoconsumo en modalidad individual y colectiva.

Enphase Energy: 20 años a la vanguardia en tecnología energética

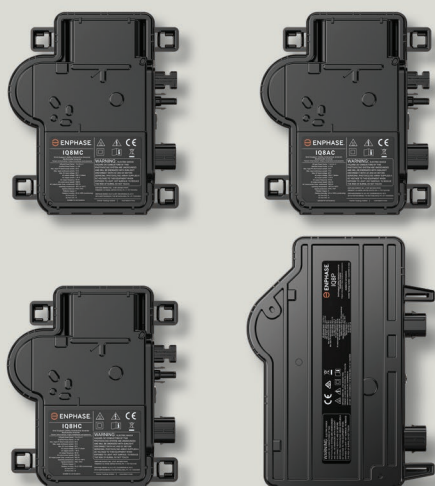
Durante estas dos décadas, hemos revolucionado el sector energético con soluciones innovadoras que han marcado la diferencia en el sector solar fotovoltaico, ayudando a los usuarios a producir, almacenar, cargar y gestionar su energía. Nuestras soluciones de autoconsumo de Enphase basadas en microinversores no son la excepción.

Descubre por qué son la elección ideal para maximizar el ahorro, la seguridad y la fiabilidad de las instalaciones solares fotovoltaicas. Además, son idóneos para nuevas viviendas y cumplimiento del Código Técnico de la Edificación. ¡Únete a la revolución solar y aprovecha las ventajas de la energía del futuro!

Produce, almacena, carga y gestiona tu energía con Enphase

IQ8 Series Microinverters

El microinversor más inteligente jamás creado



Enphase
25
años de garantía



IQ Battery 5P

Nuestro sistema de almacenamiento más potente



Enphase
15
años de garantía



PowerMatch™ technology

Gracias a la tecnología patentada de PowerMatch, la IQ Battery 5P dura hasta un 40% más que otras baterías convencionales y consigue un ahorro superior en la factura eléctrica.



¡Visítanos en
Genera 2025!
(stand 10E13)

 **genera**





Foto: UNEF

• Transitar desde el actual modelo de ayudas y/o subvenciones a uno de deducciones fiscales. Como opciones, la Alianza plantea estudiar el establecimiento de un marco de bonificaciones en el IRPF y/o en el impuesto de sociedades, o una reducción del IVA en instalaciones de autoconsumo y de almacenamiento en las que los propietarios sean consumidores finales.

“El autoconsumo es el aspecto más disruptivo de la tecnología fotovoltaica. Y hay que seguir progresando en él e impulsando el autoconsumo en la sociedad. Estamos en un momento clave. Tenemos un objetivo en

PNIEC (19 GW de capacidad para 2030 en autoconsumo) que si no se hace un impulso no se van a alcanzar, y la mayor parte de ese impulso puede venir de medidas administrativas y de solucionar barreras burocráticas”, resumía recientemente José Donoso, director general de UNEF.

■ Vertido cero, autoconsumo colectivo, freno a la pobreza energética...

En relación a los vertidos, los sistemas de vertido cero, que utilizan microinversores y pasarelas de comunicación para adaptar

la producción a los consumos, pueden ser una solución para evitar la inyección de excedentes. Lo propone la fundación Ecología y Desarrollo (Ecodes), que plantea también combinar la instalación de autoconsumo con cargadores de vehículo eléctrico para cargar el coche con energía solar producida en el propio hogar. Ecodes alienta, asimismo, la inclusión del autoconsumo como parte de las soluciones para que las personas vulnerables tengan acceso a energía limpia y asequible. Esto es, para luchar contra la pobreza energética.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) tampoco se da por vencido en su trabajo para avanzar hacia una forma de disfrutar de la energía mas acorde con los objetivos climáticos. Sigue impulsando el autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas, fomentando proyectos piloto y la Mesa Nacional de Autoconsumo, con la finalidad de coordinar esfuerzos con las comunidades autónomas.

El Miteco espera lanzar a tramitación un nuevo real decreto sobre autoconsumo antes de finales de año, que recogerá aspectos clave incluidos en el Real Decreto-ley 7/2025, del 24 de junio de 2025 (como la ampliación del radio del autoconsumo compartido a cinco kilómetros y la conexión de instalaciones de hasta cinco megavatios a puntos de consumo situados a esta distancia). El RDL 7/2025 buscaba también impulsar las comunidades energéticas y el autoconsumo municipal, industrial y para empresas, eliminando barreras. Pero no fue aprobada en el Congreso: la tumbaron PP, Vox y Junts.

Por otra parte, el Ministerio ha dado luz verde a varios proyectos piloto para acelerar la innovación en el sector del autoconsumo. Entre ellos, uno de EDP que pretende demostrar que se puede compatibilizar el funcionamiento de una batería BTM que gestione la curva de demanda del cliente con el vertido de excedentes a la red; o el despliegue de recursos energéticos distribuidos de almacenamiento compartido a nivel local a través de baterías y gestionado por una comunidad energética. El Miteco también va a aportar fondos a proyectos como la agrovoltaje con almacenamiento, al desarrollo de proyectos con almacenamiento de fotovoltaica flotante y al autoconsumo colectivo con participación de consumidores vulnerables.

¿Qué es el gestor de autoconsumo?

Lo explica en su página web Unión Renovables, entidad que agrupa a 24 cooperativas de ámbito municipal y regional que comercializan electricidad 100% renovable a más de 120.000 personas en todo el país.

Se trata de la persona o entidad designada por acuerdo entre los participantes en un autoconsumo para representarles y gestionar todos los aspectos técnicos, administrativos y legales relacionados con la instalación compartida. No es obligatorio tenerlo, pero su papel agiliza y optimiza el proceso ya que el gestor se encarga de enviar toda la documentación requerida para la instalación, lo que facilita las relaciones con las distribuidoras eléctricas y asegura que las decisiones se ejecuten correctamente. Algo que puede resultar especialmente útil en el caso de instalaciones compartidas ya que, de lo contrario, cada uno de los participantes debe enviar la información por separado, lo que implica mas tiempo para realizar las gestiones y aumenta las posibilidades de errores.

La figura del gestor de autoconsumo estaba incluida en el Real Decreto Ley 7/2025, coloquialmente conocido como decreto “antiapagones”, que buscaba mejorar el sistema eléctrico español tras el apagón de abril. Este RD (que como ya hemos señalado no superó el trámite parlamentario) introducía mejoras para el impulso de la energía distribuida y hubiera permitido compartir la electricidad generada, que iba a pasar de 2 a 5 km.

Las medidas incluidas en el RDL 7/2025 que requerían rango reglamentario han sido incorporadas a otro RD presentado por el gobierno el pasado 31 de julio para el refuerzo del sistema eléctrico, y que se está tramitando por la vía de urgencia.

Más información:

→ <https://unionrenovables.coop>

Más información:

→ www.appa.es
→ www.unef.es
→ <https://ecodes.org>
→ www.miteco.gob.es

UNA ENERGÍA TAN SEGURA COMO LA SOLAR NECESITA UN DISTRIBUIDOR TAN FIABLE COMO SALTOKI



ALTA DISPONIBILIDAD
EN STOCK



SUMINISTRO
INMEDIATO



SÓLO PRIMERAS
MARCAS

JA SOLAR

risen
solar technology

SOLYCO

HT-SOLAR

HUAWEI

SUNGROW

solis

KOSTAL

Ingeteam

GREENHEISS

victron energy

teca
Elektronik

BYD

BeePlanet
factory

EXIDE
TECHNOLOGIES

BULTMEIER

ESDEC
INNOVATIVE MOUNTING SYSTEMS

SUNFER

panelclaw

Sölver

Tigo

VMC
vector motor control

STÄUBLI

HT
INSTRUMENTS



**Especialistas
en fotovoltaica**

www.saltoki.com

e-mail: atencionalcliente@saltoki.com

Teléfono: 900 11 55 11



Localiza con este QR tu
centro Saltoki más cercano

SALTOKI
E-solar



Mantenimiento, la clave para exprimir cada rayo de sol

La energía solar no es cosa del futuro. Hoy en día acumula muchos meses siendo la primera fuente de generación eléctrica en España y buena parte de esa potencia ya está en los tejados. En 2025 el autoconsumo suma ya más de 9.000 MW operativos, lo que acerca la independencia energética a una ciudadanía que demanda electricidad más limpia y asequible. Aunque los paneles solares son resistentes y tienen una prolongada vida útil, realizar un correcto mantenimiento resulta fundamental para sacarles el máximo partido. Estas son las claves para que el paso del tiempo no se note en una instalación de autoconsumo.

Manuel Moncada

El mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas enfrenta desafíos específicos, relacionados con las condiciones climáticas extremas, la eficiencia de la generación y los costes operativos. El uso de tecnologías avanzadas, un diseño adecuado de las infraestructuras y la aplicación de prácticas de mantenimiento preventivo permiten mitigar gran parte de estos problemas y maximizar los beneficios de las plantas solares.

Sin embargo, la operación y el mantenimiento (O&M) en sistemas de autoconsumo y en grandes plantas solares tienen realidades muy diferentes. Con la llegada del almacenamiento, además, se ha abierto un espacio relevante en la parte de operación, que en muchos casos se trata ya de manera independiente al mantenimiento. Una cosa mitigar la degradación de los componentes de la instalación y otra es gestionar su generación para maximizar la producción, el precio capturado o el ahorro alcanzado.

■ RETOS DEL MANTENIMIENTO EN AUTOCONSUMO

Como se ha comentado, el autoconsumo plantea sus propios desafíos. En muchos casos, los trabajos deben hacerse en altura, lo que añade riesgos y requiere medidas de seguridad adicionales. Además, es esencial garantizar la correcta conexión de la instalación fotovoltaica con la red eléctrica del consumidor. Por otro lado, la limpieza de los módulos también resulta más complicada, ya que el cableado en corriente continua suele ser poco accesible si los paneles están en cubierta.

Por lo general, el mantenimiento en autoconsumo tiene un peso menor que en las plantas sobre suelo, ya que no se beneficia de las economías de escala. Sin embargo, la operación puede ser más compleja, especialmente en instalaciones industriales, donde se requiere coordinar la generación con el consumo de bombas de calor, y radiadores y vehículos eléctricos. En estos entornos, además, también resulta clave

gestionar la energía reactiva para maximizar los ahorros.

■ ¿Es necesario un plan de mantenimiento preventivo?

En instalaciones industriales de autoconsumo de gran escala, con potencias que alcanzan varios megavatios, puede resultar interesante implementar planes de mantenimiento preventivo que incluyan limpiezas periódicas. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la reducción del rendimiento causada por la suciedad en los paneles no compensa los altos costes de estas operaciones, al no existir los beneficios de escala que sí se dan en las grandes plantas en suelo.

■ La importancia de la limpieza

La limpieza es la clave para mantener la eficiencia de una instalación de autoconsumo. Y es que cuanto más limpios estén los módulos, mejor captarán la radiación solar. Elementos como el polvo, las hojas, el polen, los excrementos de aves o la contaminación, pueden reducir la producción hasta un 20% en zonas con mucha suciedad.

En climas lluviosos suele bastar con una o dos limpiezas al año, mientras que en áreas con polvo, polución o abundante presencia de aves, conviene revisar la cubierta cada pocos meses. No hace falta recurrir a productos agresivos: basta con agua limpia, preferiblemente desmineralizada, un poco de jabón neutro y herramientas adecuadas para devolver el brillo y la eficacia a los paneles.

El tipo de agua que se utiliza también influye en los resultados. El agua del grifo, especialmente en zonas con aguas duras, puede dejar restos de cal que afectan a la captación solar. Lo más recomendable es emplear agua desmineralizada o destilada, que no deja residuos ni manchas. En instalaciones de gran tamaño, como las plantas solares comerciales, se suelen usar robots o sistemas automáticos que garantizan

una limpieza rápida y eficaz sin intervención manual.

El beneficio de una limpieza regular es más que evidente. En zonas con polvo moderado, puede suponer un aumento del rendimiento de entre un 2% y un 6%, mientras que en entornos con alta polución o acumulación de suciedad, la diferencia llega a superar el 20%. Además, mantener los módulos limpios no solo asegura una mayor producción de energía, sino que también ayuda a prolongar su vida útil al evitar la aparición de puntos calientes que dañan las células solares.

En definitiva, cuidar los paneles solares es tan importante como instalarlos correctamente desde el principio. Una pequeña inversión en mantenimiento garantiza que la instalación siga produciendo electricidad limpia, barata y abundante durante muchos años.

■ Seguridad ante todo

La seguridad es un aspecto esencial. La mayoría de instalaciones están en altura y conectadas a la red eléctrica, lo que implica riesgo eléctrico y peligro de caídas. Por ello, lo más recomendable es dejar la limpieza en manos de profesionales que cuenten con la formación adecuada y con el equipo necesario para realizar el trabajo de forma segura, como arneses, cascos o líneas de vida.

También es importante elegir bien el momento del día para realizar la limpieza. Lo ideal es hacerlo a primera hora de la mañana o al atardecer, cuando los módulos están más frescos. De este modo se evita que el agua se evapore con rapidez y deje manchas, o que los cambios bruscos de temperatura puedan agrietar el vidrio. Trabajar bajo el sol del mediodía no solo pone en riesgo los paneles, sino también la salud de quien realiza la tarea, sobre todo en un contexto de crisis climática en el que los veranos son cada vez más calurosos.

■ Mantenimiento y Empleo

El sector de la O&M solar no cuenta con cifras cerradas sobre cuántas empresas se dedican en exclusiva a esta actividad, ya que muchas provienen de otros ámbitos industriales, eléctricos o incluso agropecuarios.

Además, hay compañías que ofrecen mantenimiento pero cuyo negocio principal en fotovoltaica es otro. Aun así, desde la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) estiman que una planta de 32 MW genera unos tres puestos de trabajo en la fase de operación, cifra que puede aumentar si la instalación incorpora actividades complementarias, como el pastoreo agrovoltaico.

Sin embargo, sí que existe una organización que funciona como punto de encuentro de expertos vinculados a la gestión y servicios de O&M de instalaciones de energía renovable. Su finalidad es promover la calidad de los servicios de mantenimiento en las instalaciones de generación energética con fuentes renovables, y estandarizar los procedimientos en las diferentes fases de los proyectos. Y no es otra que Aemer.

■ ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE MANTENIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES (AEMER):

El mantenimiento, —según explicó a *ER* Alberto Ceña, secretario general de la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer) en nuestro último especial sobre mantenimiento— “es el barro de las renovables, lo más duro, lo más complicado. No hablamos de la sostenibilidad, no hablamos de la transición ecológica, hablamos del día a día, de las dificultades que entraña el mantenimiento de una instalación”.

“Nueve firmas del sector han creado Aemer, asociación que declara cuatro objetivos fundamentales. 1) mantener la profesionalidad y calidad de los servicios; 2) intercambiar información sobre buenas prácticas; 3) impulsar procedimientos que incrementen la seguridad y disminuyan los riesgos laborales; y 4) apoyarse en la progresiva internacionalización de la actividad de mantenimiento”.

Así comenzaba el primer párrafo de la noticia que titulamos, un

16 de abril de 2015, “Nace la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables”. Aemer ya ha cumplido diez años, y cuenta hoy



con casi 40 asociados, en un contexto de creciente importancia de la actividad del mantenimiento.

La Asociación declara como su “misión” la siguiente: ser un punto de encuentro de expertos vinculados a la gestión y servicios de OyM (directos e indirectos) de instalaciones de energía renovable, “con la finalidad de impulsar el debate, desarrollar estándares, homogenizar procesos y prácticas, y que conjuntamente ofrecamos alternativas de crecimiento ante los nuevos desafíos”.

■ El correcto mantenimiento de instalaciones de autoconsumo, según Aemer

La Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer) explica en un *webinar* específico dedicado al mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo que, a diferencia de las grandes plantas conectadas a red para la venta de electricidad, los autoconsumos requieren de un enfoque mucho más exhaustivo y especializado.

El seminario digital, impartido por Elisa Manero, presidenta de Aemer, abordó las particularidades de este tipo de instalaciones y la importancia de contar con un servicio integral que garantice la rentabilidad del proyecto.

Arriba, en la foto, Alberto Ceña, secretario general de la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer)

En la foto, Elisa Manero, presidenta de Aemer



■ Autoconsumo: un nuevo paradigma de mantenimiento

Según Manero, mientras que en las plantas de conexión a red el mantenimiento se limitaba en muchos casos a visitas preventivas una o dos veces al año y a la monitorización remota de la producción, en autoconsumo la situación es radicalmente distinta.

“El éxito de una instalación de autoconsumo depende de un seguimiento continuo no solo de la producción, sino también del consumo. Cada kilovatio hora cuenta y cualquier desviación puede afectar a la rentabilidad del proyecto”, subrayó la experta.

Este cambio obliga a integrar nuevas herramientas de monitorización, *software* de control y sistemas de alarma que permitan detectar tanto fallos en la planta como variaciones inesperadas en los hábitos de consumo del cliente.

El mantenimiento en autoconsumo abarca desde la inspección preventiva -que incluye la comprobación de protecciones, módulos, inversores, cables y estructuras, junto con revisiones termográficas y limpiezas puntuales- hasta la respuesta correctiva inmediata.

“En autoconsumo no podemos permitirnos tener un inversor parado una semana. La actuación debe ser rápida, en menos de 24 horas, con repuestos disponibles y procedimientos ágiles de reparación”, explicó Manero.

■ Servicios añadidos y seguridad

Además del mantenimiento técnico, las empresas del sector ofrecen una batería de servicios adicionales: gestión de seguros, revisiones de alta y baja tensión, comunicación con distribuidoras e incluso apoyo en trámites administrativos y fiscales.

La seguridad también ocupa un lugar destacado, especialmente en instalaciones sobre cubierta. A las cámaras de videovigilancia se suman sistemas de detección por fibra óptica, diseñados para activar alarmas ante cualquier intento de robo de módulos.

■ Más allá del mínimo legal

Aunque la normativa permite contratos de mantenimiento básicos, desde Aemer recomiendan apostar por un mantenimiento integral que combine prevención, monitorización avanzada, correctivos inmediatos y soporte administrativo.

“El objetivo no es solo cumplir la normativa, sino maximizar la energía autoconsumida y garantizar la sostenibilidad económica del proyecto”, concluyó Manero.

■ EXPOFIMER 2025, LA CITA DE REFERENCIA EN EL SECTOR DEL MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES RENOVABLES

La tercera edición de Expofimer confirmó su papel como gran punto de encuentro para los profesionales de la operación, mantenimiento y optimización de proyectos de energías renovables.

El certamen, organizado por Aemer y Feria de Zaragoza entre el 4 y 5 de marzo, cerró sus puertas con un balance muy positivo: 4.179 profesionales del sector y más de 60 empresas se dieron cita en los 3.500 metros cuadrados de superficie expositiva del recinto ferial aragonés.

La exposición, que contó con una destacada presencia internacional de firmas procedentes de Dinamarca, Países Bajos, Reino Unido y República Checa, se ha consolidado como una cita de referencia en la Unión Europea, gracias a la alta especialización de los asistentes y el dinamismo de las jornadas.

■ Programa técnico de alto nivel

Uno de los grandes atractivos de Expofimer 2025 fue su programa técnico, en el que se abordaron los retos clave del sector. Expertos nacionales e internacionales analizaron cuestiones como la gestión a largo plazo de activos, la hibridación de tecnologías, las nuevas modalidades de contratación de servicios, la digitalización del mantenimiento con IA e Internet de las Cosas (IoT), así como estrategias de reparación, inspección avanzada, logística, gestión de repuestos y seguridad laboral. ■





Únete al equipo

EQUINOX

INVERSORES SOLARES



Ana Pérez
Jefa de Obra

Emilio
Rodríguez
Instalador

Álvaro Roca
Ingeniero

¡INVERSIONANTE!

La gama de inversores solares de la serie **EQUINOX2** de Salicru, incluye equipos monofásicos, trifásicos e híbridos hasta 100 kW. Son la solución perfecta para una gran diversidad de instalaciones fotovoltaicas, siendo ideales para autoconsumo en viviendas, locales, comercios y naves industriales.

Gracias a sus reducidas dimensiones, peso y a sus accesibles conexiones nos facilitan un montaje rápido y sencillo. Además, el diseño de su carcasa de alta protección permite su instalación en interiores y exteriores.

Nuestros técnicos facilitarán soporte en puesta en marcha telefónica gratuita.

Y su intuitiva App **EQUINOX** (gratuita para smartphone, web y tablet) nos proporciona una fácil monitorización de la instalación fotovoltaica.

INVERSIONANTE ¿no?

¿Necesitas más motivos para unirse al movimiento Equinox?



10
YEARS

0
PROBLEMAS

100%
FIABLE

MÁX
RENTABILIDAD

COBERTURA
NACIONAL

EQUINOX2 S/SX

Inversores solares de conexión a red monofásicos de 2 a 10 kW

EQUINOX2 T

Inversores solares de conexión a red trifásicos de 4 a 100 kW

EQUINOX2 HSX

Inversores solares **Híbridos** monofásicos de 3 a 8 kW

EQUINOX2 HT / HT+

Inversores solares **Híbridos** trifásico de 4 a 50 kW

938 482 400

SALICRU.COM



SALICRU

60 AÑOS



AUTOCONSUMO

Energía a coste cero: la ilusión del mercado y la realidad del autoconsumo

En los últimos meses, los titulares sobre precios eléctricos negativos han captado la atención de empresas y ciudadanos: “La luz se paga a cero euros” o incluso “Precios negativos en el mercado eléctrico”. Para una industria con un alto consumo energético, esto podría parecer una excelente noticia que además haría poco atractivo el autoconsumo fotovoltaico. Sin embargo, la realidad detrás de estos titulares es mucho más compleja. Aunque los precios mayoristas del mercado eléctrico (el llamado pool) lleguen a valores de 0 €/MWh o incluso negativos, la factura final de una empresa sigue siendo considerable. En este contexto, el autoconsumo fotovoltaico continúa siendo una inversión muy rentable.

David Fernández*

¿Por qué ocurre esto? Porque, entre otros argumentos, el precio del *pool* es solo una parte del coste total que el consumidor debe asumir. En España, una empresa tipo paga por la energía eléctrica consumida en horas solares (en función de su tarifa y segmento) entre 80 y 180 €/MWh, incluso en tarifas indexadas cuando el *pool* llega a valores negativos. Esto se debe a que,

además del precio de la energía, se añaden conceptos como peajes, cargos, servicios de ajuste, márgenes de la comercializadora e impuestos que no desaparecen. Dicho de otro modo: cuando el mercado está en negativo, la empresa no recibe dinero por consumir, sino que sigue pagando. Los precios bajos del *pool*, aunque llamativos, no eliminan los costes estructurales que encarecen la factura eléctrica.

Por ejemplo, imaginemos un día en el que el *pool* marca -15 €/MWh. Una empresa con contrato indexado podría pensar que está obteniendo energía a un coste ínfimo. Sin embargo, la realidad es otra ya que en su factura aparecerían conceptos como peajes y cargos (40 €/MWh), ajustes y servicios (10 €/MWh) e impuestos (21% de IVA + 0,5% de impuesto eléctrico). Resultado: ese MWh “regalado” termina costando entre





50 y 60 €/MWh. En contraste, el MWh solar autoconsumido tiene un coste estimado entre 20 y 40 €/MWh, sin peajes, cargos ni impuestos añadidos. Esto convierte a la energía fotovoltaica en la opción más económica y competitiva, incluso en escenarios de precios negativos en el mercado mayorista.

■ La volatilidad: el enemigo de la planificación energética

La volatilidad del mercado eléctrico es otro factor a considerar dentro de este breve análisis sobre la idoneidad económica y estratégica del autoconsumo. En una misma jornada, los precios pueden oscilar entre precios negativos de la energía en las horas de menor demanda y hasta 200 €/MWh en los picos de consumo. Para las empresas, esta incertidumbre es un obstáculo para la planificación y la competitividad. ¿Cómo puede una industria confiar en un mercado donde los precios cambian radicalmente de un momento a otro? La respuesta es clara: no puede. Por este motivo, la estabilidad de costes se ha convertido en un elemento estratégico para cualquier negocio.

El autoconsumo fotovoltaico ofrece precisamente esa estabilidad. Por ejemplo, una instalación de autoconsumo fotovoltaico de 1 MWp en España para una industria, con una inversión inicial de 550.000 €, puede generar en el centro-sur peninsular unos 1.600 MWh al año. Si consideramos una vida útil de la instalación de 20 años (aunque actualmente se prevén vidas útiles superiores a los 30 años) y un coste anual de operación y mantenimiento de 10.000 €, el coste nivelado de la energía autoconsumida (LCOE) o, lo que es lo mismo, el coste medio de producir y consumir electricidad para esta empresa se sitúa en torno a 23 €/MWh, es decir, 2,3 céntimos por kWh. Este coste, calculado con datos conservadores, se mantendrá estable durante dos décadas, independientemente de las fluctuaciones del mercado eléctrico.

Compárese esto con lo que paga una empresa media, 50–60 €/MWh en los mejores escenarios de tarifa indexada y *pool* barato.



La diferencia no es pequeña: es estructural. Mientras que el mercado mayorista ofrece precios variables y condicionados por peajes, cargos e impuestos, la energía fotovoltaica proporciona un precio fijo, limpio y competitivo.

■ ¿Y las baterías? La pieza que completa el puzzle

Además de las ventajas del autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento energético mediante baterías juega un papel fundamental en el modelo energético actual. Hasta hace poco, una de las principales objeciones al autoconsumo fotovoltaico era: “¿Qué pasa cuando no hay sol?”. Aquí es donde las baterías entran en juego como una solución estratégica. Los sistemas de almacenamiento permiten, con un adecuado dimensionamiento, aumentar la independencia de la red eléctrica y aportan beneficios adicionales tanto para las empresas como para el sistema eléctrico en su conjunto.

Entre las principales ventajas de los sistemas de almacenamiento destacan:

1. Optimización económica: Permiten aprovechar las diferencias de precio entre las horas del día, almacenando energía en momentos de menor coste y utilizándola en horas de mayor demanda.
2. Gestión de picos de potencia: Ayudan a cubrir picos puntuales de consumo sin necesidad de recurrir a la red eléctrica.

La energía fotovoltaica es la opción más económica y competitiva, incluso en escenarios de precios negativos en el mercado mayorista

3. Protección ante apagones: Ofrecen una solución frente a cortes en el suministro eléctrico, garantizando la continuidad de las operaciones.

Gracias a estos beneficios, los sistemas híbridos (fotovoltaica + almacenamiento) y las soluciones independientes para ubicaciones aisladas ya son tecnológicamente viables y están en plena expansión.

■ Reflexión final: blindar la competitividad energética

El verdadero debate no es si el mercado será más barato mañana sino cómo garantizar la competitividad energética de las empresas a largo plazo. Optar por el autoconsumo fotovoltaico y el almacenamiento no es solo una decisión sostenible; también es una estrategia que reduce costes, minimiza riesgos y refuerza la independencia energética. En un entorno marcado por la volatilidad y la incertidumbre, las soluciones fotovoltaicas de autoconsumo y de almacenamiento para empresas se posicionan como herramientas clave para construir un modelo energético más estable, eficiente y competitivo.

** David Fernández es director de ISE Energía*

Más información:

→ <https://ise.energy>



AUTOCONSUMO

Eiffage Energía Sistemas: 27 años desarrollando proyectos de autoconsumo

El autoconsumo se ha consolidado como una de las soluciones más eficientes y sostenibles para empresas, instituciones y particulares, en pleno proceso de transición energética. Consciente de ello, el Grupo Eiffage Energía Sistemas lleva más de 20 años desarrollando proyectos fotovoltaicos de referencia, consolidándose como un socio estratégico en el despliegue de energías limpias. Hasta septiembre de 2025, la compañía ha ejecutado 175 instalaciones sostenibles de autoconsumo. Experiencia y servicio integral.

ER

Desde 1998, Eiffage Energía Sistemas ha impulsado instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en España, siempre con un enfoque integral. Con un equipo propio altamente cualificado, la compañía ofrece un servicio 360° que abarca desde el diseño optimizado de cada instalación; suministro de materiales clave; ejecución de la obra civil y montaje; hasta la puesta en marcha y optimización para maximizar la rentabilidad de cada proyecto.

Además, la compañía refuerza su compromiso con la calidad y la sostenibilidad mediante un servicio postventa durante toda la vida útil de las instalaciones, garantizando seguridad, cercanía y confianza a sus clientes.

■ Solvencia, innovación y competitividad

La solvencia técnica y financiera de Eiffage Energía Sistemas, unida a su capacidad de gestión de grandes proyectos, la convierten en una empresa de referencia en la construcción de instalaciones FV bajo las modalidades BOS (Balance of System) y EPC (Engineering, Procurement and Construction): 117 plantas FV y 6,6 GW instalados.

Gracias a los acuerdos estratégicos que mantiene con los principales fabricantes y al gran volumen de instalaciones ejecutadas cada año, puede ofrecer precios altamente competitivos, asegurando la mejor relación calidad-precio del mercado.

■ Casos de éxito

- Sede Central Eiffage Energía Sistemas, Albacete (2018-2022)
Instalación de 60 kW de autoconsumo ampliada con 50 kW adicionales en cubierta.
- Cosentino, Partaloa y Cantoria (Almería, 2023)
Instalación de 34 MW, monitorizada desde el centro de control de Eiffage Energía Sistemas en Albacete.
- Transports Metropolitans de Barcelona (2023)
Instalación FV con integración de cargadores para vehículos eléctricos, con una potencia total de 435,12 kWp.
- Hidrogena Sede Central Eiffage Energía Sistemas, Albacete (2023)
Con 110 kWn de autoconsumo FV, produce 1,4 toneladas de hidrógeno renovable al año, evitando la emisión de 47,57 toneladas de CO₂ y ahorrando 675 litros de diésel.
- Parque fotovoltaico para CMMedia, Toledo (2024)
Instalación de 728 placas en marquesinas de aparcamiento, con capacidad para cubrir hasta el 70% del consumo eléctrico en los picos de demanda.
- Hospital de Almansa, Albacete (2024)
Una instalación que produce el 20% del consumo eléctrico del hospital, con una generación anual estimada de 863.639 kWh.
- Cofares, Vicálvaro, Madrid (2024-2025)
100 KWp instalados.
- GÍA, Albacete (2024-2025)
600 KWp instalados
- Comunidad de Regantes Príncipe de España, Aguas Nuevas (2025)
Siete plantas FV para 3.000 hectáreas de regadío, que genera 26,7 GWh/año, evitando la emisión de 1.972 toneladas de CO₂.
- Regadío de la Comunidad de Regantes Presa de Colomers – Torroella de Montgrí, Girona (2025)



Instalación FV de 1,8 MWp, destinada a autoconsumo del sistema de riego.

- Centros logísticos para Mercadona en Guadix, Sagunto, Vitoria, Ciempozuelos y Ribarroja.
- Centro de salud en la Comunidad de Madrid
- Electrolinera en Vicálvaro
- PI y PIII QUER II en Guadalajara

Además de estos, Eiffage Energía Sistemas ha desarrollado otros proyectos en los que, aparte de otras actuaciones sostenibles, se incorporan instalaciones de autoconsumo, como en la cubierta del campo de deportes, en Benarrabá (Málaga); ambulatorios para la Comunidad de Madrid; instalación de paneles FV en cubierta, en los edificios de los juzgados de Ciudad Real; 500 kWp con almacenamiento de 100 kWh en las instalaciones de ENUSA (Empresa Nacional del Uranio), en Saelices el Chico, Salamanca; instalación de autoconsumo en la zona de los aparcamientos del Acuartelamiento de Ceuta.

■ Compromiso con el futuro energético

La trayectoria y los proyectos desarrollados sitúan a Eiffage Energía Sistemas como una de las empresas referentes en soluciones de autoconsumo fotovoltaico, capaz de dar respuesta a los retos energéticos actuales con innovación, solvencia y apostando por la sostenibilidad.

La compañía seguirá reforzando su presencia en el sector, acompañando a empresas, administraciones y particulares en su transición hacia un modelo energético más eficiente, competitivo y respetuoso con el medioambiente.

■ Experiencia global en renovables

Eiffage Energía Sistemas es una de las compañías líderes en energías renovables en España y a nivel internacional, la tercera empresa EPCista más importante del mundo y la primera europea, según el ranking de Wiki Solar, donde también ocupa el 4º lugar en materia de Operación y Mantenimiento. Combina experiencia, innovación y capacidad técnica para ejecutar algunos de los proyectos más relevantes, situando a nuestro país a la vanguardia de la descarbonización en Europa.

Con más de 6,6 GW en potencia instalada en proyectos FV y más de 4 GW en parques eólicos, la compañía cuenta con un amplio historial en construcción y mantenimiento de infraestructuras energéticas de gran envergadura.

Su participación en proyectos emblemáticos en Europa y Latinoamérica ha reforzado su posición como empresa clave en la transición energética, aportando soluciones innovadoras.

Eiffage Energía Sistemas trabaja bajo un modelo de servicio integral en renovables, que incluye:

- EPC y BOS de grandes plantas fotovoltaicas y eólicas.
- Operación y mantenimiento (O&M), garantizando la máxima disponibilidad y rendimiento de las instalaciones.
- Centros de control propios, desde los que se monitorizan en tiempo real miles de instalaciones en todo el mundo.
- Almacenamiento e integración de nuevas tecnologías (hidrógeno verde, cargadores de vehículo eléctrico, sistemas híbridos).

Esta experiencia consolidada convierte a la compañía en un socio estratégico para el impulso de las energías limpias, contribuyendo activamente al cumplimiento de los objetivos de descarbonización.

La compañía no solo construye plantas solares o eólicas, sino que impulsa un modelo energético sostenible, basado en la innovación, la



Marquesinas fotovoltaicas en la Universidad de Huelva. En la página anterior, cubierta de la sede central de Eiffage Energía Sistemas en Albacete

eficiencia y la responsabilidad social. Su estrategia se alinea con los grandes retos del sector: integración de renovables en la red, almacenamiento energético, digitalización y resiliencia frente al cambio climático.

■ Proyectos destacados

Entre los últimos proyectos en los que ha participado, Eiffage Energía Sistemas comenzó en enero de 2025 la construcción de la planta fotovoltaica Tabernas III en Almería para Aquila Clean Energy.

Ese mismo mes, la compañía inició la instalación de un nuevo sistema de almacenamiento con baterías (BESS) recicladas de vehículos eléctricos para Acciona Energía en su planta FV Extremadura I-II-III, ubicada en Almendralejo (Badajoz).

También cabe destacar la planta FV de 316 MWp que ha construido para Iberdrola en Ciudad Rodrigo (Salamanca), uno de los proyectos solares más relevantes en Castilla y León.

Otra obra reseñable es la construcción del complejo solar Covatillas 1, 5 y 6, en Cuenca. Un ambicioso proyecto de Sonnedix, líder internacional en producción de energía renovable, de 150 MW de potencia instalada, que fue inaugurado el 4 pasado de junio.

La compañía también ha participado recientemente en la construcción de la obra civil y la infraestructura eléctrica de interconexión de varios parques eólicos promovidos por Repsol en las provincias de Zaragoza y Teruel, contribuyendo al desarrollo de infraestructuras clave para la transición energética.

Entre las actuaciones más recientes, destaca el parque eólico STEV, con una potencia de 31 MW, ubicado en el término municipal de Zaragoza; o los trabajos de interconexión de los parques eólicos Segura I y Segura II, en la provincia de Teruel.

El pasado mes de abril se puso en marcha la central FV Cubillas construida por Eiffage Energía Sistemas para X-Elio, junto al embalse del mismo nombre, en Albolote, a 20 km de Granada, con una capacidad de 35 MWp y una producción estimada de 71.733 MWh/año. También en abril comenzó la construcción de dos plantas solares para Everwood Capital en el municipio cordobés de Montemayor: Cabra, con una potencia de 250 MWp; y Olivar, de 50 MWp. Se trata de uno de los proyectos FV más relevantes de la provincia, cuya puesta en marcha está prevista a partir de junio de 2027.

Por último, subrayar que la compañía participa en la repotenciación del parque eólico Montes de Cierzo, ubicado en los municipios de Tudela y Cintruénigo (Navarra), para Statkraft.

Más información:

→ www.eiffageenergiasistemas.com



Este es el presente y el futuro del almacenamiento en España

El almacenamiento es esencial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y el desarrollo de las energías renovables. Existen varias formas de acumular electricidad: el bombeo hidroeléctrico, las centrales termosolares y, cómo no, las baterías. Cada tecnología tiene sus ventajas y limitaciones, pero todas pretenden garantizar que la electricidad esté disponible cuando se la necesite, sin comprometer la sostenibilidad ambiental. No obstante, un modelo energético que lleva 150 años dándonos luz y energía no se transforma de la noche a la mañana. En España apuntamos a 22,5 gigavatios (GW) de capacidad de almacenamiento para 2030. Veamos en qué punto estamos.

Manuel Moncada

O bjetivo: 22,5 GW de almacenamiento. Esa es la cifra mágica que permitirá a España superar de manera eficiente la intermitencia de las energías renovables, reducir la dependencia de centrales fósiles y garantizar la continuidad del suministro eléctrico ante cortes o emergencias. Todo ello mientras se mejora la estabilidad del sistema y la regulación de precios. Lo cierto es que el país avanza hacia un modelo energético más sostenible, flexible y resiliente, en el que bombeos, termosolar y baterías reclaman su protagonismo para asegurar electricidad limpia disponible cuando se necesite.

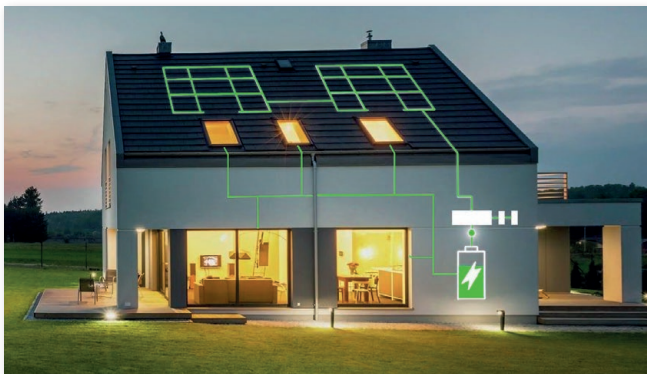
■ Bombeo hidroeléctrico, el “milagro” de la fuerza gravedad

El bombeo hidroeléctrico consiste en guardar el agua en un depósito para dejarla caer por una turbina cuando lo estimemos conveniente. Una central hidroeléctrica de bombeo (o reversible) es aquella que puede bombear el agua desde una cota menor (donde habrá un embalse) hasta otra cota más elevada (donde habrá otro), para bombear el agua cuando la electricidad sea barata (y el coste del bombeo, bajo) y volverla a dejar caer cuando la electricidad sea cara (obteniendo así un beneficio).

Según Red Eléctrica de España (REE), actualmente el país cuenta con 3,3 GW de capacidad de almacenamiento mediante bombeo, también conocido como “turbinación bombeo”. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2020 (Pniec) contemplaba agregar 3 GW adicionales hasta 2030, pero la actualización de 2023-2024 amplió el objetivo hacia un plan integral de almacenamiento, que incluye todas las tecnologías disponibles.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) establece en el Pniec una meta de 18,9 GW de almacenamiento eléctrico, sumando 3,6 GW de termosolar. En total, España apunta a 22,5 GW de capacidad de almacenamiento para 2030, combinando distintas tecnologías.

La ruta en pos de los 22,5 GW de almacenamiento ya ha comenzado. El verano pasado, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) resolvió conceder 100 millones de euros de subvención a fondo perdido a cuatro proyectos (tres bombeos reversibles y un aprovechamiento de dos embalses existentes): Navaleo (573 MW), Aguayo (1.000) y Los Guajares (340) son las tres obras más ambiciosas, bombeos reversibles todos. El Instituto estima que todas las cuatro actuaciones beneficiarias de esos cien millones podrían incrementar la potencia de turbinación en unos 2.000 megavatios (2 GW).



■ Termosolar: la energía renovable nocturna

También podemos “guardar” el Sol en tanques de sales térmicas, como hace la tecnología termosolar, que calienta con el Sol del día las sales que almacena en sus tanques para liberar el calor por la noche y generar electricidad.

España lidera a nivel mundial en tecnología termosolar, con 18 centrales operativas con almacenamiento, 17 de ellas de 50 MW con 7,5 horas de almacenamiento y una central de 20 MW con 15 horas. La capacidad total de almacenamiento de estas plantas asciende a 6.675 MWh, con una potencia de entrega de 870 MW, funcionando con fiabilidad durante más de una década, según Protermosolar.

Entre sus ventajas destacan:

—Coste competitivo frente a fotovoltaica + baterías y bombeos.

—Tecnología nacional: centros de I+D como la Plataforma Solar de Almería y empresas como Sener, Acciona o Abengoa lideran a nivel mundial.

—Capacidad de generación nocturna, ofreciendo energía renovable incluso cuando no hay sol directo.

■ Baterías: el almacenamiento que gana terreno

Aunque todavía minoritarias en gran escala, las baterías eléctricas están ganando protagonismo. Según José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica, sus costes han caído un 89% entre 2010 y 2023. Actualmente, España cuenta con apenas 25 MW de almacenamiento en baterías a gran escala, una cifra aún modesta frente a la termosolar y los bombeos.

Algunos proyectos recientes destacan:

—Endesa: la mayor batería de flujo de vanadio asociada a un par-

que solar en Mallorca, con 1,1 MW y 5,5 MWh, primera de su tipo en España y Europa.

—Enel Green Power España: proyecto en Canarias de 9,3 MW y 10,37 MWh.

—Iberdrola: pionera en combinar fotovoltaica y baterías en el campo solar de Arañuelo III (3 MW, 9 MWh) y con otros proyectos en Ourense, Puertollano y Valdecañas.

A pesar de estas iniciativas, la potencia y capacidad de las baterías sigue siendo inferior a la termosolar y los bombeos, aunque su potencial de expansión es enorme. Según REE, hay 14 GW de baterías con permisos concedidos, aunque aún falta ver cuántos se materializan.

■ Autoconsumo y almacenamiento

Más numerosas que las grandes instalaciones son las baterías domésticas asociadas al autoconsumo, con una capacidad total estimada de 2.200 MWh en España. Entre 2022 y 2023, se instalaron entre 495 y 1.383 MWh, según UNEF, mientras que APPA registra cifras menores. Este segmento sigue creciendo y promete consolidarse como un pilar del autoconsumo renovable en hogares y pequeñas empresas.

■ Voces expertas del sector del almacenamiento en España

Para tomarle el pulso a la situación del almacenamiento en nuestro país, hemos hablado con Yann Dumont, presidente de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen); y con Luis Marquina, presidente de la Asociación Empresarial de pilas y baterías (Aepibal). Esto es lo que nos han contado.



Luis Marquina

Presidente de la Asociación Empresarial de Pilas y Baterías (Aepibal)

“Las baterías son el socio imprescindible de las energías renovables”

El sector del almacenamiento energético en España encara un momento de grandes oportunidades, aunque con desafíos pendientes. Luis Marquina, presidente de la Asociación Empresarial de Pilas y Baterías (Aepibal) —organización que vela por los intereses de la industria del almacenamiento electroquímico—, ofrece a *Energías Renovables* un balance de 2025 y perspectivas para 2026, así como una visión sobre la industria, la normativa y el papel estratégico de las baterías en la transición energética.

■ Balance 2025 y perspectiva 2026 ¿Cómo está el asunto?

■ Vamos con algo de retraso sobre el horario previsto. La aprobación y luego derogación del RDL 7/2025 supuso un paso adelante y otro atrás. Era un gran paso para allanar el camino inevitable del almacenamiento, pero con la derogación volvimos a la casilla de sa-

lida. El nuevo RD (que no necesita de la aprobación del Congreso) esperamos que recupere muchos de los avances que se regulaban en el RDL original.

■ Si el almacenamiento es a todas luces, el Santo Grial de la transición energética ¿Por qué no se comporta como tal?

■ Un modelo energético que lleva 150 años dándonos luz y energía no se transforma de la noche a la mañana. Vamos a un sistema de generación absolutamente innovador basado en las energías renovables para las cuales el almacenamiento es esencial porque hace gestionable una energía, por definición, no gestionable. Nuestro país no ha necesitado hasta ahora recurrir al almacenamiento porque tenemos una estructura de red eléctrica muy sólida. Ahora el panorama cambia, el





ALMACENAMIENTO

despliegue renovable es masivo y para ello la regulación debe terminar de ajustarse y los primeros programas de ayudas a los proyectos deben consolidarse para que se conecten en los próximos tres años más de 3.000 MWh frente a los 25 MWh conectados hoy.

■ ¿Creéis que la normativa española está dando las respuestas correctas a este reto?

■ Si, pero a un ritmo que nos gustaría acelerar. Y hay que evitar cualquier especulación política al respecto: las baterías son el socio necesario de las energías renovables y este binomio no puede estar sujeto a vaivenes políticos. Es un Proyecto País y así debe ser tratado.

■ ¿Siguen siendo tan caras como dicen? ¿Cuáles son las previsiones (en materia de precios, en materia de ventas)?

■ Las baterías han bajado más de un 50% su precio en tan solo un año. Hoy se puede construir una planta completa de almacenamiento a gran escala (100 MWh por ejemplo, que es el equivalente a 20 contenedores de 20", ocupando una superficie equivalente a medio campo de fútbol) por debajo de los 200 \$/KWh, cuando acabamos 2024 con cifras que superaban los 350 \$/KWh. Y no es más que el principio. La economía de escala, y la fabricación masiva de baterías para el coche eléctrico, nos permitirá alcanzar precios muy atractivos en los dos próximos años

■ ¿Cuáles son los principales beneficios y desafíos del almacenamiento para un mercado eléctrico como el español?

■ Muy buena pregunta a la que siempre respondemos de la misma manera: el almacenamiento es al sistema eléctrico lo que las ruedas al coche eléctrico. ¿Qué beneficio aporta? Que sin ruedas no hay coche que avance, así de simple. Además, la red eléctrica necesita gestionar la entrega intermitente de energía verde y las baterías son el elemento que permite poner orden y control a esa generación espontánea. Y por último, hay una oportunidad industrial que tenemos que cazar al vuelo. Es mucha mano de obra de calidad, mucha nueva tecnología que va a desarrollarse para dar salida a esta necesidad del sistema eléctrico, y Europa tiene que ir a por ello con decisión y recursos.

■ ¿Se está desarrollando adecuadamente la industria del almacenamiento en España?

■ Para el sector comercial e industrial, en el que las capacidades de producción de las empresas españolas se acomodan a los productos que necesita el cliente final (por debajo de 2 MWh por ejemplo para naves industriales o logísticas o centros de producción industrial que están electrificando sus procesos), creemos que el fabricante europeo está haciendo grandes esfuerzos por fabricar buenos productos en calidad y precio. Para plantas muy grandes, ubicadas en entornos no urbanos, el fiel de balanza cae hoy a favor del fabricante asiático.

■ ¿Cuenta España con fabricantes solventes de baterías de almacenamiento?

■ Naturalmente que sí, pero para el desarrollo de equipos de tamaños medios. Y cuenta, también, con grandes integradores tecnológicos, es decir, empresas que agregan de diferentes fabricantes todos los elementos de un sistema de almacenamiento y los integran tecnológicamente ofreciendo un único *pack* de almacenamiento que ofrece unos excelentes resultados.

■ Qué se puede destacar sobre proyectos emblemáticos o proyectos faro?

■ Que están en camino. Y que serán proyectos a imitar por la calidad de sus tres elementos básicos: utilizarán equipos de última generación, construidos con las máximas medidas de seguridad; tendrán una configuración excelente de todos los componentes para maximizar

el rendimiento de las instalaciones, y, por último, se construirán con los más elevados estándares de seguridad y respeto al entorno durante la construcción, operación, desmantelamiento y reciclaje.

■ La inercia ha estado en boca de todo el mundo tras el mayor apagón de la historia de la península Ibérica. ¿Pueden las baterías aportar inercia y control de tensión para estabilizar sistema eléctrico?

■ Si, las baterías a través del inversor tipo "grid forming" aportan "inercia sintética", que permite responder ante las variaciones rápidas de frecuencia y tensión de manera natural y controlada, inyectando o absorbiendo potencia activa de manera instantánea y estabilizar la red. De la misma forma ofrecen control de tensión, intercambiando potencia reactiva de manera instantánea, soportando el perfil de tensión en nodos de la red, de forma similar a los compensadores síncronos o los generadores convencionales.

■ ¿Tener almacenamiento en casa es una garantía ante cortes de suministro o apagones?

■ Obviamente, si tienes autoconsumo con almacenamiento tienes energía cuando la red falla. En este sentido, el 28 de abril todos los propietarios de instalaciones de autoconsumo (placas fotovoltaicas en sus tejados, por ejemplo) descubrieron que faltaba una pieza en el puzzle verde de sus casas, y esa pieza era las baterías.

■ El PNIEC establece el objetivo de alcanzar los 22,5 GW de potencia instalada de almacenamiento a 2030. ¿Cree que el objetivo de almacenamiento a 2030 es un objetivo realista?

■ No lo es, pero honestamente, nos importa poco. Esta es una maratón, y una vez que está lanzada no hay quien la pare. No se trata de cumplir o no con el PNIEC tanto como consolidar un proceso que no tenga marcha atrás. Si alcanzamos los 10/12 GW de baterías en 2030 o en 2033 no es algo que nos quite el sueño.

■ ¿Cuántas baterías hay instaladas: domésticas, industriales? ¿Es esto suficiente para alcanzar el objetivo del PNIEC?

■ De momento poco, no más de 50 MW instalados, pero no tenemos forma de cuantificarlo con precisión.

■ ¿Considera que hacen falta más megavatios en desarrollo?

■ Si, pero donde sean necesarios. Muchos proyectos se han desarrollado donde había capacidad disponible en la red, y ese criterio no es el idóneo. Tenemos que desarrollar almacenamiento donde sea más eficiente y necesario para la red, donde haya más congestión y vertidos en el futuro. Muchos proyectos de los que están hoy en desarrollo no verán la luz, pero esperemos que los nuevos desarrollos aprendan las lecciones de los primeros y obtengan tasas más altas de éxito

■ ¿Hasta qué punto cree que parte de estos proyectos que ya están en marcha pueden estar en manos de especuladores?

■ Es irrelevante en manos de quiénes están los proyectos. Los buenos proyectos serán adquiridos por empresas solventes y con criterio y verán la luz. Los malos, no.

■ ¿Tener más almacenamiento permitiría reducir la inversión en renovables y en redes al aumentar la optimización de recursos?

■ No, tener más almacenamiento permitirá aumentar la inversión en renovables, es más, permitiría tener todas las renovables que necesita nuestra autonomía energética. Y sí, efectivamente, ayuda a reducir la inversión en redes, pero asumiendo que el desarrollo de redes es importante y prioritario. Sin redes ni almacenamiento no hay transición ecológica. ■



Yann Dumont

Presidente de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen)

“El objetivo de almacenamiento del Pniec es viable si se acelera la tramitación”

Yann Dumont, presidente de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen), explica en detalle a Energías Renovables la situación del almacenamiento energético en España en 2025 y analiza las perspectivas para 2026. Según Dumont, el sector se enfrenta a un escenario mixto: avances tecnológicos y oportunidades de crecimiento conviven con obstáculos regulatorios y desafíos administrativos.

El objetivo principal de Asealen es actuar como el portavoz de los promotores y usuarios de los sistemas de almacenamiento, involucrando a fabricantes, consumidores finales, redes de transporte y empresas de energía renovable, para potenciar el uso del almacenamiento de energía.

■ 2025: un año complejo para el almacenamiento energético

Dumont explica que el desarrollo del almacenamiento energético en España durante 2025 ha estado marcado por la “lentitud” en la tramitación administrativa y la “fragmentación de los procedimientos”, factores que generan “incertidumbre” entre los promotores de proyectos. Además, el acceso a la red eléctrica para grandes instalaciones continúa siendo un “cuello de botella”, ya que se requiere disponibilidad tanto como generador como consumidor.

A pesar de estas dificultades, el presidente de Asealen considera que existen expectativas positivas en torno a las nuevas especificaciones de acceso a la red, tanto firmes como flexibles, que podrían ofrecer “mayor seguridad jurídica y capacidad de planificación”. La ampliación de plazos de ejecución vinculados al PERTE ERHA tam-

bién se percibe como un factor crucial para garantizar que los proyectos lleguen a tiempo.

■ Optimismo de cara a 2026

Para el próximo año, Dumont prevé una “aceleración de los proyectos” que podrían entrar en construcción

si se desbloquean los principales cuellos de botella. Asimismo, considera fundamental avanzar en la implementación del mecanismo de capacidad —que reconoce el papel estratégico del almacenamiento en la seguridad, flexibilidad y garantía de suministro del sistema eléctrico—, “para asegurar la sostenibilidad económica del almacenamiento a largo plazo”. Además, señala que la resolución de las convocatorias de ayudas financiadas con fondos FEDER podría impulsar proyectos de baterías y almacenamiento térmico, diversificando soluciones y consolidando una industria nacional competitiva.

■ Valoración de los objetivos del PNIEC

El presidente de Asealen considera posible alcanzar 12,5 gigavatios de almacenamiento a corto plazo “si se aceleran los proyectos en tramitación y se implementan los mecanismos adecuados”. Sin embargo, matiza que los proyectos de almacenamiento de larga duración pre-





“Tu confianza nos da energía”

Elige experiencia, elige compromiso

Elige Orduña



SUNGROW
Clean power for all



Ingeteam



GOODWE

ENSTAL

Gwé

LONGi



CEGASA



LORENTZ



info@suministrosorduna.com
suministrosorduna.com



ALMACENAMIENTO

Mitos sobre el almacenamiento de energía en baterías

Aunque el despliegue de sistemas de almacenamiento energético ha crecido en los últimos años, España cuenta todavía con pocas instalaciones. El lento despliegue de estos recipientes de energía renovable ha ido acompañado de falsos mitos sobre el almacenamiento en baterías que afectan tanto a la percepción pública como a la regulación regional. En este sentido, Our New Energy (ONE), especialista en análisis de mercados energéticos, ha publicado un informe que identifica y desmonta estos mitos con evidencia técnica y científica. Son los siguientes.

■ Las baterías no tienen un impacto negativo sobre la salud

- Se suele afirmar que la proximidad a las baterías genera campos electromagnéticos que afectan a personas y ganado.
- Según la OMS, la exposición a campos electromagnéticos incluso a largo plazo no provoca efectos adversos.
- Las baterías operan en corriente continua, generando muy poca contaminación electromagnética.

■ El impacto ambiental de las baterías es muy reducido

- Se cuestiona que las baterías puedan afectar a la biodiversidad actuando como barreras o trampas para fauna.
- Antes de autorizarse, las instalaciones deben pasar evaluaciones ambientales rigurosas, aplicando medidas correctivas y compensatorias.
- Se suelen ubicar cerca de subestaciones o núcleos urbanos, reduciendo el impacto sobre hábitats naturales.
- Alta densidad energética: una batería puede almacenar hasta 5 MWh en un espacio reducido, mientras que generar la misma energía requiere 6 hectáreas de paneles solares, o 2 aerogeneradores modernos.

■ Los incendios son poco frecuentes

- Mito: las baterías provocan fugas térmicas e incendios.
- Realidad: los incidentes son muy poco comunes y generalmente derivados de errores de instalación.
- Como medidas preventivas, se recomienda realizar controles de calidad y emitir certificaciones, así como instalar sistemas antiincendios automáticos o baterías sumergidas en líquido para mejorar refrigeración.

■ Las baterías generan beneficios para la ciudadanía

- Los críticos señalan que las baterías solo benefician a los propietarios y no al sistema eléctrico ni a la sociedad.
- Pero en realidad integran energía renovable de forma segura, reducen la dependencia de centrales de gas y disminuyen emisiones; mejoran la calidad del aire y pueden suministrar energía durante picos de precios o emergencias, como los apagones.

sentan mayores dificultades debido a la complejidad tecnológica y los largos ciclos de inversión. Por ello, “ajustar expectativas y consolidar la infraestructura instalada” será clave para sentar las bases de un despliegue más ambicioso en la década siguiente.

■ El almacenamiento, habilitador de la transición energética

Dumont subraya que el almacenamiento demuestra ser un “gran habilitador de la transición energética” cuando se dan condiciones mínimas adecuadas. Los ejemplos más claros se observan en las baterías detrás del contador, que crecen gracias al autoconsumo. Desde Asealen subrayan que para que este efecto se extienda a todo el sistema, “se requieren elementos clave como acceso específico a la red, tramitación administrativa ágil y previsibilidad en los ingresos”, lo que permite a los promotores estimar los retornos de inversión a largo plazo, especialmente en tecnologías de bombeo.

El almacenamiento permite optimizar la generación renovable y reducir la necesidad de sobredimensionar redes eléctricas. Esto se traduce en ahorro de tiempo, dinero y recursos, especialmente en sistemas como cargadores de alta potencia o instalaciones portuarias, donde el almacenamiento permite prestar servicio sin requerir grandes inversiones adicionales.

■ Normativa española: avances lentos pero positivos

“El despliegue rápido de mecanismos de capacidad y flexibilidad es esencial para consolidar el sector en los próximos meses”. En opinión de Dumont, la normativa española “va en la dirección correcta, aunque a un ritmo insuficiente” para las necesidades del sector. El Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE) representa un hito, “pero debe complementar, y no frenar”, las iniciativas privadas.

En este sentido, Asealen denuncia que “hay un considerable número de centrales hidroeléctricas reversibles de promoción privada” que están viendo “inexplicablemente ralentizada” su tramitación, “especialmente del Dominio Público Hidráulico”. Asealen alerta de que, dada la situación, el calendario con el que van a tener que lidiar muchos proyectos no va a encajar con los objetivos que ha fijado el Gobierno en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2030. En el mejor de los escenarios —advirtiendo desde la Asociación—, la construcción de los primeros proyectos no comenzaría antes de 2032-2036, o sea, completamente fuera de plazo.

■ Beneficios estratégicos del almacenamiento

El almacenamiento energético “aporta ventajas decisivas” al sistema eléctrico español. Según Dumont, el almacenamiento “facilita la integración de energía renovable, desplazando su consumo hacia horas de mayor demanda, reduce la dependencia de ciclos combinados y combustibles fósiles importados, disminuye emisiones y costos asociados y refuerza la resiliencia ante apagones”. Sin embargo, para optimizar estos beneficios, es necesario que los procedimientos regulatorios permitan “un arranque rápido” del sistema en situaciones críticas.

■ Baterías y estabilidad del sistema eléctrico

Las baterías son capaces de aportar inercia sintética y control de tensión, contribuyendo significativamente a la estabilidad del sistema. No obstante, la inercia física sigue siendo mejor cubierta por tecnologías tradicionales como grupos hidroeléctricos de bombeo o turbinas de vapor asociadas al almacenamiento térmico. Dumont enfatiza la importancia de combinar soluciones para asegurar la transición hacia un sistema plenamente renovable y estable.

■ Evolución de los costes y perspectivas de mercado

El presidente de Asealen subraya que las baterías han experimentado un “descenso significativo de precios”, especialmente en aplicaciones detrás del contador, donde su crecimiento es notable. Se espera que los costes consoliden por debajo de 100 euros por kilovatio hora en proyectos de media y gran escala. Las previsiones de ventas son igualmente optimistas, con un posible crecimiento de 25 a 30 GW/hora en los próximos cinco años, impulsado por programas como el FEDER.

■ Estado actual de las baterías y futuro del sector

España cuenta con más de 700 megavatios de baterías domésticas e industriales, suficiente para cumplir con los objetivos de almacenamiento a 2030. Sin embargo, Dumont insiste en que hacen falta mejores megavatios en desarrollo, ya que no todos los proyectos con permisos de acceso llegarán a término debido a obstáculos técnicos, administrativos o financieros. Parte de estos proyectos puede estar en manos de especuladores, pero la regulación adecuada puede minimizar este riesgo, privilegiando iniciativas viables y solventes. ■



DRIVING
THE ENERGY
TRANSITION

26

KEY

THE
ENERGY
TRANSITION
EXPO

4 → 6
MARZO
2026

RECINTO
FERIAL
DE RÍMINI,
ITALIA

OBTEN TU
ENTRADA
GRATUITA



key-expo.com
#climatefriends

Organizado por

ITALIAN EXHIBITION GROUP
Providing the future

En colaboración con



Simultáneamente con





Comunidades energéticas que dicen sí al almacenamiento

Un camino que, con cada una de ellas, se va creando y vislumbrando a la vez. Y un camino al que todavía le quedan muchos metros hasta alcanzar la meta final. El desarrollo de las comunidades energéticas, reciente dentro de la transición energética, ha vivido un año 2024 de significativo crecimiento. Prácticamente se ha duplicado el número de nuevas comunidades energéticas en nuestro país, según señalan desde Ecodes en su nuevo informe. Unas comunidades, las nuevas y las ya existentes, que cuentan –en su minoría– con sistemas de almacenamiento. Aquí traemos cuatro ejemplos diferentes de proyectos que apuestan también por el almacenamiento.

Celia García-Ceca

España cuenta con 659 comunidades energéticas constituidas, lo que demuestra “un avance en la formación y consolidación de estas figuras en España, que en 2024 se han incrementado un 44% superando las 459 de 2023, que refleja en un “crecimiento significativo”. Son datos del II Informe de indicadores de comunidades energéticas de España del Observatorio de Energía Común, una iniciativa que desarrolla Ecodes, junto a Redeia (operador de infraestructuras esenciales, matriz de Red Eléctrica, REE), y que cuenta con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco). Dicho informe, centrado en los datos de 2024, avanza que en España han visto la luz hasta 200 nuevas comunidades energéticas, más de dos al día, durante el pasado año, “lo cual supone prácticamente un tercio de las existentes, consolidando su papel como figura esencial en la transición energética participativa y descentralizada del país”.

Unos datos que demuestran el interés y la participación en este tipo de iniciativas que buscan y persiguen un modelo energético más participativo y descentralizado que contribuya a la soberanía energética de

España. “Estas figuras representan un paradigma emergente que empodera a la ciudadanía para que asuma un papel activo en la gestión y producción de energía, por lo que el aumento supone un avance concreto en la implementación práctica de estos modelos participativos”, señalan desde Ecodes.

A pesar de estos datos positivos y de crecimiento, la realidad es que –según dicho informe– solo el 18% de las comunidades energéticas tienen una instalación de autoconsumo operativa y, por tanto, están funcionando. La larga burocracia, los trámites administrativos, las trabas de las empresas energéticas, la falta de financiación o incluso la distancia de 2 kilómetros pueden ser las circunstancias y las causas que están detrás de este dato tan bajo.

Y es que, si el autoconsumo es la “fase 1” de toda comunidad energética, a esta le sigue la iniciativa de movilidad sostenible y compartida, el proyecto de eficiencia y ahorro energético, e incluso el almacenamiento. Sí, un almacenamiento claramente distribuido y compartido entre los miembros de la comunidad energética. Y existen ejemplos de comunidades energéticas que están apostando por esa independencia de las grandes

compañías eléctricas y por la soberanía y la figura del generador-consumidor energético. En estas líneas vamos a explicar y a dar a conocer cuatro ejemplos de comunidades energéticas que apuestan por las baterías.

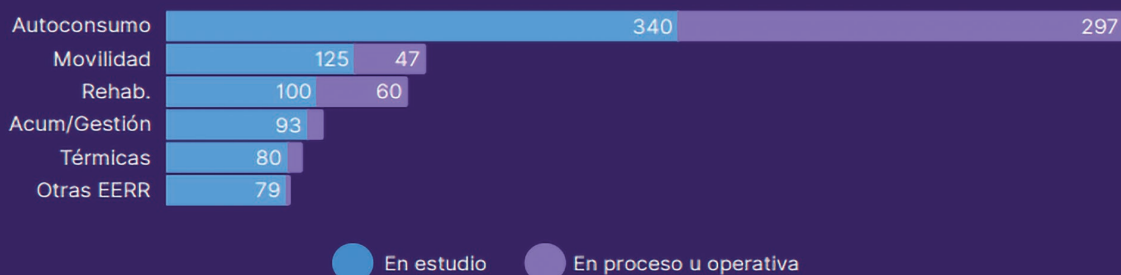
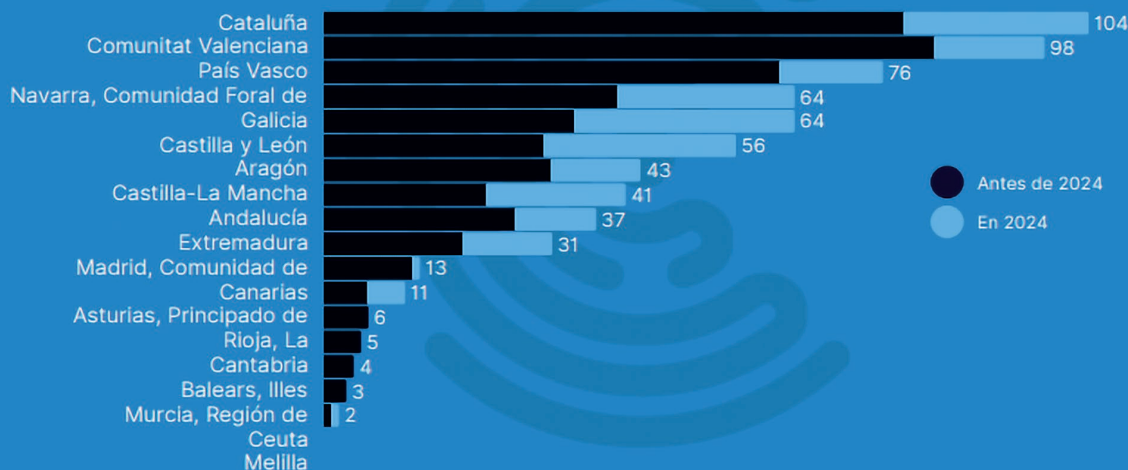
■ Comunidad energética del Polígono de Urtinsa de Alcorcón

El II Informe de Ecodes explica que en la Comunidad de Madrid, con 13 comunidades energéticas, sólo se constituyó el pasado año una comunidad energética, representando un aumento del 8% y un incremento por debajo de la media nacional. El ratio de número de comunidades energéticas por número de municipios se sitúa en el 7,3%, mientras que el número de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes está muy por debajo de la media con un 0,19. De estas 13, el 15% tienen su primer proyecto energético en funcionamiento y cuentan con más de 1.900 inscritos.

Una de las 13 comunidades energéticas con las que cuenta la Comunidad de Madrid es la comunidad energética industrial del Polígono Urtinsa de Alcorcón (Madrid), que actualmente está inmersa en el inicio

659

Comunidades energéticas



de obras, “lo que supone la consecución de un gran hito que venimos trabajando desde hace más de dos años cuando se constituyó formalmente la comunidad”, según nos explican desde la propia comunidad energética. El proyecto cuenta con cinco instalaciones fotovoltaicas con un total de 300 kilovatios, que llevarán incorporado un novedoso sistema de almacenamiento de baterías de litio ferrofosfato “para aprovechar mejor los excedentes de energía que va a producir la comunidad energética, y ajustar la demanda a la capacidad de la misma”. Además, contará con una electrolinera que se ubicará en el parking exterior con cinco puntos de recarga que se alimentará con la energía de estas instalaciones que ahora se inician. El proceso de instalación se está llevando ya a cabo entre los meses de septiembre y octubre, con el objetivo de poder poner en marcha las instalaciones en noviembre. Las nuevas instalaciones permitirán redu-

cir la huella de carbono de la Comunidad Energética en 106 toneladas de dióxido de carbono anuales.

Esta comunidad energética tiene actualmente un total de siete socios entre los que se encuentra Esmasa, la empresa municipal de servicios a la ciudadanía, que además actúa como tractor de la comunidad. Para ello cuenta con el apoyo de Esmasa Energía que es la Oficina de Transformación Comunitaria creada para dar un servicio de asesoramiento gratuito en temáticas relacionadas con las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética, o la movilidad sostenible. “La aceptación está siendo muy positiva, pero prevemos que con el inicio de las obras se va a dar un crecimiento importante de socios”.

Desde Esmasa Energía explican que existen diferentes tipos de socios y de formas para colaborar en la Comunidad Energética del Polígono de Urtinsa de Alcorcón:

- **Consumidor:** Pagaría por su necesidad de producción fotovoltaica similar a la situación como si hiciera la inversión en una instalación directamente, pero sin necesidad de disponer de cubierta y con el descuento de la ayuda.
- **Facilitador de cubierta:** El propietario que ponga en disposición de la comunidad su cubierta recibe el 15% de la potencia instalable en su cubierta de forma gratuita.
- **Facilitador de energía:** Si ya han realizado las instalaciones y no necesitan más kW, pueden ceder sus excedentes a la CE a un precio por determinar.
- **Inversores que pueden poner su dinero para financiar las instalaciones a cambio de una remuneración.** Aplica igual para préstamos en donde ya hemos iniciado contactos con entidades financieras que tienen experiencia en este campo para sondear posibilidades.



AUTOCONSUMO

En total, el proyecto nació en 2023 y ha sido beneficiario del programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE Implementa 3 del IDAE) cuya ayuda asciende a más del 50% de la inversión. Recientemente se ha resuelto la última convocatoria CE Implementa 5, en la que también está la comunidad energética Urtinsa, “lo que nos ayudará a seguir creciendo y ampliando el número de empresas que disfrutarán del proyecto”.

■ Comunidad energética de Zerain

El País Vasco, con 76, es la tercera comunidad autónoma con más comunidades energéticas de España de las que durante el 2024 se han creado 14 nuevas. Euskadi, que lidera la implantación de comunidades energéticas, es la primera en cuanto a número de municipios que cuentan con una comunidad energética con un 30% y la segunda posición en cuanto al número de comunidades por cada 100.000 habitantes con un 3,43%. En la evolución por provincias, Gipuzkoa encabeza la lista de forma diferencial con un total de 56, siendo también en la que más comunidades energéticas se han creado en 2024. Por su parte, Bizkaia cuenta con 13 comunidades energéticas y Álava con 5. De entre todas ellas, un 13% tienen su primer proyecto energético en funcionamiento y más de 2.100 personas o entidades ya se han apuntado a generar su propia energía.

Es precisamente en Gipuzkoa, en un pequeño municipio de alrededor de 250 habitantes, donde se ubica la comunidad TEK Zerain, una innovadora iniciativa energética donde el autoconsumo colectivo permitirá que 27 familias y comercios del municipio puedan reducir hasta un 30% su factura energética, sin necesidad de instalación en sus viviendas e impulsando un modelo más sostenible y accesible.

La comunidad energética de Zerain cuenta con dos instalaciones fotovoltaicas, cada una con su correspondiente sistema de almacenamiento, ubicadas en las cubiertas de dos pequeñas empresas del municipio: la quesería Garoa Gaztandegia y el taller Txiribil Aroztegia. En total, se han instalado 125 paneles solares, con una potencia conjunta de 70,63 kW y 22 kWh de capacidad de almacenamiento, sobre una superficie total de 330 metros cuadrados. “Esta singularidad convierte a Zerain en un ejemplo pionero en Gipuzkoa, al integrar al sector primario y al tejido productivo rural en el modelo de transición energética. De este modo, la iniciativa trasciende el ámbito residencial, incorporando actividades económicas esenciales para el territorio”, señalan desde la diputación.

El Departamento de Sostenibilidad de



la Diputación Foral de Gipuzkoa, dentro de su política energética de apoyo a este tipo de iniciativas, ha financiado el 67% del coste total del proyecto, con una ayuda de 72.488 euros. Gracias a esta inversión, las personas socias de Zerain pueden acceder a energía renovable de forma accesible, sin necesidad de realizar instalaciones individuales.

Zerain se inauguró oficialmente el pasado mes de junio en un acto al que asistió el diputado de Sostenibilidad, José Ignacio Asensio; el presidente de la comunidad energética, Andoni Alustiza; la presidenta de ZerainLab, Loli González; la alcaldesa del municipio, Arantzazu Gereñu; así como los 27 socios y socias que integran este nuevo modelo de generación y consumo compartido. Durante su intervención, el diputado José Ignacio Asensio destacó la importancia de extender este modelo a todo el territorio: “Zerain demuestra que la transición energética también es posible en los pueblos más pequeños. La implicación del vecindario y del tejido económico local ha sido clave para poner en marcha este proyecto, que mejora la calidad de vida, reduce la factura energética y sitúa a las personas en el centro del sistema energético”.

■ Comunidad energética de El Prat de Llobregat

Cataluña es, con 104, la comunidad autónoma con más comunidades energéticas con la comarca de Osona con un importante porcentaje de ellas. Durante el 2024 se ha producido un aumento del 32%. La proporción de comunidades energéticas en relación con el número de municipios se sitúa en un 11%, por encima de la media española que está en 8,1%. Mientras, la cantidad de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes se encuentra en un 1,34% ligeramente por debajo de dicha media. Por provincias, Barcelona cuenta con 50 comunidades energéticas, Lleida con 30, Girona con 13 y Tarragona con 10. Destaca el notable aumento en Lleida, donde el número de comunidades energéticas se ha prácticamente duplicado en un año. Otros datos significativos que nos

aporta el informe sobre la situación de las comunidades energéticas en Cataluña es que el 18% tienen su primer proyecto energético en funcionamiento, y que más de 5.200 personas y entidades son parte y socios de alguna comunidad energética.

Impulsada por el Ayuntamiento, empresas y la ciudadanía, la comunidad energética Energía del Prat se basa en un marco de participación voluntaria y abierta, donde los miembros o socios podrán entrar y salir de una forma ágil y donde el control efectivo de la sociedad estará en manos de personas físicas, autoridades locales y/o pequeñas empresas. De esta forma, Energía del Prat estará compuesta por el Ayuntamiento de El Prat de Llobregat (40% de participaciones), una asociación de usuarios (20% de participaciones) y capital privado (40% de participaciones). “Con esta distribución, la energía se erige como un vector de empoderamiento ciudadano, para generar comunidad y como herramienta de transformación ecológica y económica de la ciudad”, explican desde la propia comunidad.

Además, se le suma una estrategia de electrificación de los consumos térmicos para conseguir un mayor aprovechamiento del consumo de energía renovable. En concreto, la energía generada por el autoconsumo compartido, a través de 1.400 kW de energía fotovoltaica, llegará a 2.000 hogares. La comunidad energética también cuenta con 50 equipos de aerotermia para vecinos y vecinas y una batería de 15 kWh. Y es que “Energía del Prat: almacenamiento compartido distribuido”, liderado por la Comunidad Energía del Prat SL, es uno de los cinco proyectos piloto seleccionados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) dentro del primer sandbox regulatorio para innovación en el sistema eléctrico. La iniciativa, que cuenta con la colaboración de Olivoenergy, Bamboo Energy, el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña y el operador OMIE, busca desplegar baterías para uso compartido dentro de la comunidad energética local. Es decir, una experiencia piloto que consiste en el despliegue de recursos energéticos dis-



En página anterior, instalaciones de la Comunidad energética del Polígono de Urtinsa. A la izquierda, de la Comunidad energética de El Prat de Llobregat., abajo, Comunidad energética de Valdelacasa

tribuidos de almacenamiento compartido a nivel local a través de baterías y gestionado por la comunidad energética de El Prat de Llobregat (Barcelona).

Habrán tres experiencias. Una en tres bloques de comunidades de vecinos con 90 viviendas con la fotovoltaica existente. Otra experiencia sin fotovoltaica y solo añadiendo la batería y con consumidores vulnerables para que la batería se cargue en las horas más baratas y descargue esta energía en las horas más caras. Y finalmente una tercera experiencia en un polideportivo municipal con un autoconsumo colectivo pero compartiendo coeficientes con otros agentes del municipio. “Lo que buscamos es testear y encontrar la forma jurídica de gestor de almacenamiento”, explican a *Energías Renovables* desde Energía del Prat.

Desde la comunidad energética ya están trabajando en estas tres experiencias piloto y será antes de final de este año cuando quedarán instaladas las baterías, a la vez que ya están ultimando el protocolo de pruebas que tendrá que validar el Ministerio y después transponer con la distribuidora de la zona y las comercializadoras. Esta prueba piloto, al estar asociada a la ayuda de nuevos vehículos de negocio, tiene vigencia hasta el

30 de junio del 2026, aunque no se descarta por parte del IDA una prórroga de esta ayuda para poder cumplir con los plazos.

■ Comunidad energética de Valdelacasa (Salamanca)

En Castilla y León se ha producido un aumento importante, habiéndose producido un incremento del 87% en el 2024, siendo una de las comunidades autónomas que más crecieron en número de comunidades energéticas. En total, se cuenta con 56 comunidades energéticas, cuyo ratio en relación al número de municipios se encuentra en el 2,5%, significativamente por debajo de la media española. Sin embargo, cuando se considera el número de comunidades energéticas por cada 100.000 habitantes, este se sitúa por encima de la media nacional con 2,35 puntos. Al examinar la evolución por provincias, Burgos encabeza el listado con 14 comunidades, seguida de Zamora con 13, Salamanca con 8, León y Valladolid con 7, Ávila con 4, Soria con 2, y Palencia y Segovia con una. De todas ellas, el 9% tienen su primer proyecto energético en funcionamiento, y juntas suman más de 2.700 socios y socias.

Un pequeño municipio de 200 habitan-

tes ha puesto en marcha la primera comunidad energética de Salamanca. En Valdelacasa, producen 6.000 kilovatios hora gracias al autoconsumo colectivo; una producción fotovoltaica que equivaldría a poner 6.000 lavadoras, recorrer 3.600 kilómetros en coche eléctrico, servir 8.800 tazas de café, a 19.200 cargas de móvil, 5.400 horas de internet en un ordenador portátil y 800 días de una bombilla LED, además del ahorro de 5.820 kilogramos de ahorro en CO₂.

Pero al margen de estos paralelismos, esta comunidad energética cuenta con prácticamente todos los vecinos como socios, es decir, 80 familias y algunas empresas, además del propio ayuntamiento. Vacoe —que así se denomina la Sociedad Cooperativa— se basa en la participación voluntaria y abierta, cuyo control es ejercido por personas físicas, autoridades locales o pequeñas empresas. “Se establece como una entidad para el autoconsumo colectivo, con excedentes y con compensación”, explican. Vacoe está formada por 7 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo que suman una potencia cercana a los 700 kW. Y lo más significativo, cuentan con un sistema de baterías de 220 kilovatios hora de acumulación de sonnen, que permite almacenar energía, autogestionarla y optimizar su uso gracias a un *software* avanzado en gestión energética para monitorizar en tiempo real los consumos y de esta manera, que el reparto entre los socios de la cooperativa sea más equitativa y eficiente.

Y es que Vacoe —señalan desde sonnen—

“es un proyecto pionero en España que demuestra cómo operan a tiempo real varias baterías sonnen distribuidas en función de la producción y el consumo de 90 usuarios conectados a esta gran comunidad de Valdelacasa”. Además, en el municipio se han instalado dos puntos de recarga energética para vehículos eléctricos. Y, por supuesto, cuentan con la Oficina de Transformación Comunitaria, con la que se pretende replicar la experiencia en otros municipios. ■





ALMACENAMIENTO

El papel del almacenamiento en la nueva etapa del autoconsumo

El autoconsumo fotovoltaico atraviesa una fase de madurez en España y en gran parte de Europa. Este crecimiento no es casual: la combinación de un marco regulatorio más favorable, la continua reducción de los costes tecnológicos y una mayor conciencia social frente al cambio climático han impulsado la instalación de sistemas solares tanto en viviendas como en empresas.

ER

Sin embargo, generar electricidad limpia ya no es el único objetivo. A medida que aumenta el número de instalaciones, se hace evidente un nuevo desafío: aprovechar la energía de manera más eficiente, de forma que esté disponible cuando la demanda es más alta y no solo cuando el sol brilla. Aquí es donde el almacenamiento energético adquiere un papel decisivo.

■ Almacenamiento para un uso más inteligente de la energía

La producción fotovoltaica depende de la radiación solar, mientras que el consumo suele concentrarse en las primeras horas de la mañana o a partir del atardecer. Este desfase entre generación y consumo es el objetivo por reducir o eliminar. El almacenamiento permite guardar los excedentes generados durante las horas de mayor irradiación y utilizarlos más tarde, reduciendo la dependencia y aumentando el autoconsumo. Además, contribuye a estabilizar el sistema eléctrico y a integrar más renovables en el conjunto de la red.

■ Soluciones para el ámbito residencial

En viviendas, los sistemas de baterías reducen la factura eléctrica, mejoran la autonomía y ofrecen seguridad frente a cortes de

suministro. Para este tipo de instalaciones, lo mejor es combinar inversores con baterías.

Sungrow cuenta desde hace años con una gama de inversores híbridos monofásicos (SHRS), con potencias de entre 3 y 6 kW, a los que se ha sumado recientemente la batería residencial SBS050. Con una capacidad de 5 kWh, destaca por su diseño compacto –182 mm de profundidad– y la posibilidad de instalarse tanto en suelo como en pared, lo que facilita el aprovechamiento del espacio. Su sistema *plug & play* simplifica la puesta en marcha y, aunque no es modular, permite paralelización hasta los 20 kWh, ofreciendo una capacidad ampliable que se adapta a las necesidades de cada vivienda.

En conjunto el inversor y la batería cuentan con características destacadas como la función de respaldo total (*full backup*), que conmuta en apenas 10 milisegundos y mantiene el suministro incluso durante un fallo de red, otorgando una capacidad de carga y descarga de 30 A y asegurando una respuesta rápida y eficiente. Este rendimiento asegura que los consumos del hogar continúen activos sin interrupciones perceptibles.

Además, los inversores de esta gama también son compatibles con optimizadores SP600S, que posibilitan un control individual de cada módulo fotovoltaico y mejoran el rendimiento incluso en cubiertas con sombras parciales.

■ Aplicaciones en entornos comerciales e industriales

En instalaciones comerciales e industriales, el almacenamiento tiene un carácter estratégico. Además de asegurar la estabilidad de la red interna, permite técnicas como el *peak shaving*: las baterías se descargan en los momentos de mayor consumo, evitando que la demanda supere la potencia contratada y reduciendo así los cargos por picos de energía.

Para pequeñas y medianas plantas, Sungrow ofrece el inversor híbrido trifásico SHT, con potencias de entre 15 y 25 kW. Este equipo puede combinarse con la batería SBH, cuya capacidad modular va de 10 a 40 kWh, facilitando una ampliación progresiva según las necesidades de cada instalación. Es posible instalar dos baterías SBH por cada inversor SHT gracias a un conector en “Y”, lo que incrementa la capacidad total sin complicar la arquitectura del sistema. Además, puede integrarse con inversores de la serie CX, permitiendo configuraciones en las que se combinen hasta ocho inversores SHT con cinco inversores CX, una opción que amplía de forma significativa las posibilidades de diseño y adaptación a distintos perfiles de consumo o a futuras ampliaciones.

Cuando se trata de proyectos de mayor envergadura, la compañía propone el sistema de almacenamiento PowerStack, diseñado para instalaciones comerciales e

industriales que requieren gran flexibilidad. Se trata de un sistema acoplado en corriente alterna (AC) que incluye modelos como el ST225kWh, con 229 kWh de capacidad y 110 kW de potencia durante dos horas, y el ST455kWh, de 458 kWh y 110 kW con cuatro horas de duración.

Estos equipos incorporan refrigeración líquida, lo que asegura una gestión térmica óptima y una vida útil más larga. Además, la operación se ha simplificado para que las empresas puedan gestionar la energía sin complicaciones técnicas, al tiempo que optimizan el uso de la electricidad y, en algunos casos, participan en mercados energéticos que aportan ingresos adicionales.

■ Un proyecto aislado en el sur de España

Un ejemplo ilustrativo de estas soluciones se encuentra en un proyecto en desarrollo en el sur de España, en una ubicación sin conexión a la red eléctrica. La instalación combina generación fotovoltaica, almacenamiento y un grupo electrógeno para garantizar un suministro continuo.

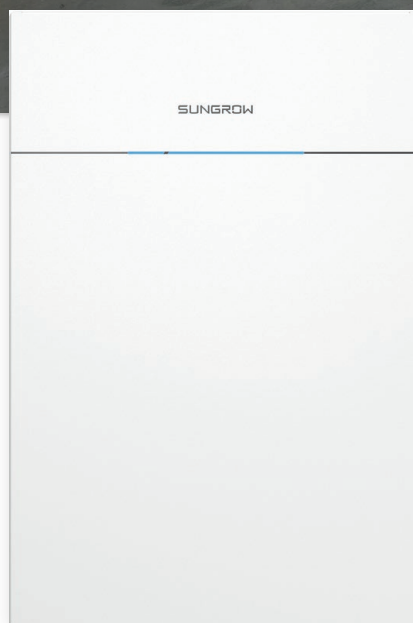
Para este proyecto se han suministrado dos unidades del sistema de almacenamiento C&I PowerStack ST225kWh, junto con dos inversores fotovoltaicos SG125CX-P2, además de un controlador EMS300CP para la comunicación y monitorización. El reto principal es la integración de los equipos de almacenamiento con el grupo electrógeno de otro fabricante, de modo que todo el sistema funcione de forma coordinada.

En este caso, el EMS de Sungrow gestiona la interacción entre las baterías, la producción solar y el generador, asegurando que el suministro eléctrico se mantenga estable y eficiente. Durante la mayor parte del año, la electricidad provendrá de la fotovoltaica y del almacenamiento, reduciendo de manera significativa el uso de combustibles fósiles.

■ Seguridad y facilidad de operación

La seguridad es un aspecto fundamental en los sistemas de gran capacidad. La serie PowerStack incorpora varias capas de protección: sistemas de detección y alarma, extintores basados en aerosol, detectores de humo y temperatura, y un sistema de rociadores automáticos de respaldo. Estas medidas proporcionan confianza en instalaciones donde la continuidad del servicio es crítica.

La facilidad de uso también ha sido un criterio de diseño. La interfaz de gestión permite supervisar y controlar el funcionamiento de las baterías sin necesidad de conocimientos técnicos avanzados, algo que facilita su adopción en empresas de distintos tamaños.



En la foto superior, las dos unidades del sistema de almacenamiento C&I PowerStack ST225kWh para el citado proyecto en el sur de España. Debajo, a la izquierda, batería residencial SBS050, con una capacidad de 5 kWh. A la derecha, el inversor híbrido monofásico SHRS

■ Una pieza fundamental para el futuro

El avance de soluciones como las que se han descrito refleja una tendencia clara: el almacenamiento ya no es un complemento opcional, sino una pieza fundamental para maximizar el valor del autoconsumo. Tanto en entornos residenciales como en proyectos comerciales e industriales, la combinación de generación fotovoltaica e infraestructura de baterías permite reducir costes, incrementar la autonomía energética y mejorar la resiliencia ante interrupciones de red.

Además, a medida que los sistemas de almacenamiento ganan capacidad y versatilidad, se abren nuevas posibilidades. No solo pueden equilibrar la producción y el consumo en una instalación concreta, sino que también contribuyen a la estabilidad del conjunto de la red eléctrica. En el futuro, estas soluciones podrán participar con mayor peso en mercados de flexibilidad y servicios de ajuste, ofreciendo a los propietarios oportunidades adicionales de optimización económica.

En conclusión, el autoconsumo fotovoltaico en España y en Europa se encuentra en un punto de inflexión. La generación de energía limpia es solo el primer paso; la verdadera eficiencia se alcanza cuando esa energía puede gestionarse y almacenarse para utilizarla cuando más se necesita.

Los productos descritos –desde los inversores híbridos SHRS para hogares hasta los sistemas PowerStack 225CS para proyectos industriales– muestran cómo la tecnología de almacenamiento avanza para cubrir un abanico cada vez más amplio de escenarios. Gracias a estas soluciones, es posible aumentar el grado de autoconsumo, mejorar la estabilidad de la red y reducir la dependencia de combustibles fósiles, contribuyendo así a una transición energética más sólida y sostenible.

Más información:

→ www.sungrowpower.com



IA4 Birds: inteligencia artificial que da alas a la energía eólica

El desarrollo de proyectos renovables es clave en la transición hacia un modelo energético más sostenible, pero su despliegue masivo y desordenado plantea retos para la biodiversidad, como la mortalidad de aves por colisiones con aerogeneradores. Para dar respuesta a este desafío, el proyecto español IA4Birds (Inteligencia Artificial para Pájaros), impulsado por el centro tecnológico AIR Institute, trabaja en una solución tecnológica innovadora que combina la IA con dispositivos audiovisuales para monitorizar las poblaciones de aves y evaluar la idoneidad de los emplazamientos de los parques eólicos.

Manuel Moncada

■ Energía eólica respetuosa con la biodiversidad

La energía eólica se ha consolidado como una de las principales fuentes de electricidad en España y un pilar de la transición hacia un modelo energético más sostenible. Sin embargo, su expansión no está exenta de retos, especialmente en lo que respecta a la conservación de la biodiversidad. Las aves, en particular, se encuentran entre los grupos más afectados por la ubicación inadecuada de los parques eólicos, con miles de muertes registradas cada año por colisiones con aerogeneradores. Ante esta realidad, surge IA4Birds, un proyecto ligado a la necesidad de encontrar herramientas que permitan una planificación estratégica más rigurosa en la localización de parques eólicos.

Y es que el impacto de la energía eólica sobre las aves sigue siendo motivo de preocupación. Según un informe de SEO/BirdLife, entre 2020 y 2023 se registraron casi 9.000 muertes de aves en España por colisiones con aerogeneradores, aunque es probable que la cifra real sea aún mayor. Entre las especies más afectadas se encuentran, principalmente, las grandes planeadoras, como el buitre leonado, el águila real, el águila imperial ibérica, que debido a su envergadura les cuesta más maniobrar alrededor de los aerogeneradores.

A estas especies también se suman rapaces

como el milano real y especies migratorias, una situación refuerza la necesidad de contar con sistemas de monitorización exhaustiva y continua como el que propone IA4Birds.

La iniciativa, impulsada por el AIR Institute y financiada por la Fundación Biodiversidad del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) de la Unión Europea, busca crear una plataforma modular y escalable que no solo recoja datos en tiempo real, sino que los integre en una base de información común para promotores y entidades del sector energético.

De este modo se pretende identificar las ubicaciones más seguras para nuevas instalaciones y, a largo plazo, mejorar también la gestión de los parques ya existentes. El proyecto también ha llamado a la atención de la Sociedad Española de Ornitología, SEO/BirdLife, la ONG ambiental decana en España, que colabora aportando datos clave para el análisis.

La tecnología utilizada es uno de los pilares del proyecto. Entre los dispositivos implementados destaca la cámara AXIS Q6225-LE PTZ, equipada con resolución HDTV 1080p, un sensor de 1/2" y un zoom óptico de 31 aumentos. Estas características permiten registrar imágenes de alta precisión incluso a largas distancias, lo que facilita la

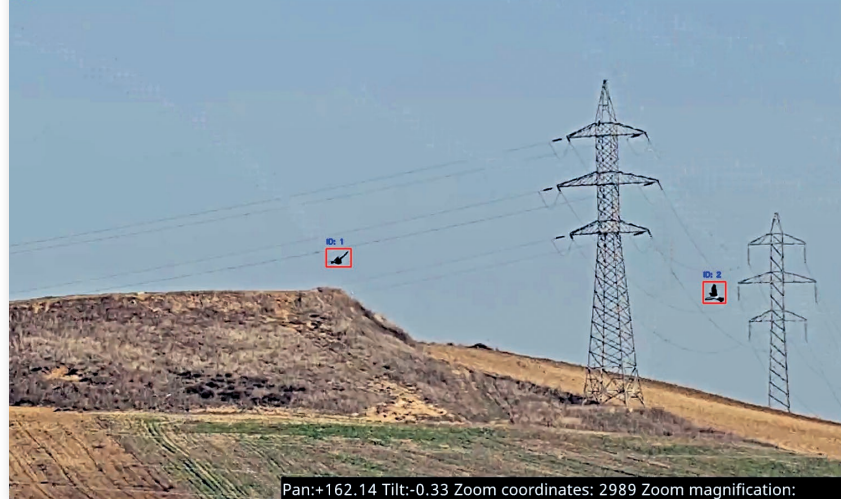
detección y seguimiento de aves en entornos complejos.

IA4Birds pretende demostrar que la energía renovable y la conservación de la biodiversidad pueden ser aliados. Con cada avance, el proyecto se acerca a su meta: reducir el impacto de los parques eólicos sobre las aves y garantizar un desarrollo sostenible en el que naturaleza y tecnología convivan en equilibrio.

■ La ubicación de los aerogeneradores, un factor crítico

La transición hacia un modelo energético más sostenible plantea un reto clave: cómo impulsar el desarrollo de las energías renovables minimizando su impacto sobre la biodiversidad. Con este objetivo, el proyecto IA4Birds ha desarrollado una innovadora plataforma que integra datos ornitológicos, normativos y energéticos mediante inteligencia artificial, convirtiéndose en una herramienta pionera de apoyo a la toma de decisiones en la planificación e implantación de parques eólicos.

Inspirado en el Plan Eólico Regional de Castilla y León, el proyecto parte de la premisa de que la ubicación es un factor crítico y que una correcta ordenación del territorio puede reducir notablemente el impacto sobre la biodiversidad. Por ello, IA4Birds pretende



Pan:+162.14 Tilt:-0.33 Zoom coordinates: 2989 Zoom magnification:

dotar a empresas, administraciones y grupos conservacionistas de información objetiva y precisa para la toma de decisiones ambientales.

Los impulsores del proyecto explican que el sistema está concebido para actuar en la fase previa a la instalación de parques eólicos. A través de un dispositivo autosuficiente —alimentado con placas solares y equipado con una cámara de alta resolución con capacidad de giro de 360 grados— se monitoriza el paso de especies especialmente vulnerables. A diferencia de otros sistemas que requieren múltiples cámaras instaladas en aerogeneradores, IA4Birds logra abarcar un amplio radio de observación desde un único punto de control.

Los datos recogidos se procesan mediante modelos de deep learning (redes neuronales artificiales con múltiples capas que imitan el cerebro humano), que permiten identificar densidades, trayectorias, tamaños y especies, generando mapas de calor, estadísticas y reportes de fácil interpretación.

Ver y oír para proteger

El núcleo de la plataforma es un sistema de visualización geoespacial interactivo, donde se superponen tres capas de información clave:

Registros de aves procedentes de plataformas como eBird y Xeno-Canto, que permiten localizar especies y filtrar datos por tipo, identificando zonas de alta densidad y diversidad ornitológica.

Zonas de exclusión eólica definidas por la Junta de Castilla y León, que marcan áreas

donde está prohibida la instalación de aerogeneradores debido a su valor ecológico o proximidad a núcleos urbanos.

Recurso eólico disponible, un mapa continuo que refleja la velocidad y disponibilidad del viento, esencial para evaluar la viabilidad técnica de los proyectos.

Con esta información, la plataforma ejecuta un modelo de inteligencia artificial entrenado para recomendar localizaciones óptimas que conjuguen viabilidad energética, normativa legal y protección de la avifauna.

Uno de los aspectos más innovadores de IA4Birds es la integración de señales de vídeo en directo. Gracias a algoritmos de visión artificial, el sistema detecta, cuenta y clasifica aves automáticamente a partir de cámaras propias o de fuentes públicas. Además, incorpora una función de reentrenamiento supervisado, que mejora la precisión del modelo a través del etiquetado manual de imágenes, generando incluso mapas de calor de actividad aviar.

Gracias a la plataforma, de acceso abierto, cualquier persona puede explorar sus funcionalidades y contribuir a que la planificación energética en España avance hacia un futuro donde la producción de energía limpia y la conservación de la biodiversidad caminen de la mano.

Uno de los avances más recientes es la incorporación de un módulo de audio que permite clasificar las aves por su canto en tiempo real, sin necesidad de transformar el audio en imágenes espectrográficas, como ocurre con otros métodos clásicos. Este diseño, optimizado para dispositivos como la NVIDIA



Jetson, amplía la capacidad de monitorización y reduce de forma significativa los recursos computacionales necesarios.

Castilla y León, el banco de pruebas

Castilla y León ha sido la región elegida para la primera fase del proyecto. No es casualidad: con más de 270 parques eólicos en funcionamiento y más de 7.000 MW instalados, se trata de la comunidad autónoma con mayor concentración de infraestructuras eólicas en España. Su territorio combina un elevado potencial energético con una notable riqueza en avifauna, lo que la convierte en un escenario idóneo para validar la tecnología.

Los ensayos realizados hasta el momento demuestran que es posible desplegar la estructura, cámara, procesador, placas solares y conexión a red móvil en apenas dos días con un equipo reducido. Su diseño de giro 360° permite abarcar varios aerogeneradores desde una misma ubicación, optimizando recursos y simplificando el despliegue.

La información recopilada por IA4Birds tiene múltiples destinatarios. Las empresas eólicas pueden usarla para planificar nuevas instalaciones con menor impacto ambiental; los grupos conservacionistas, para monitorizar especies y evaluar riesgos; y las administraciones, para fundamentar la regulación y autorización de proyectos. En este sentido, la plataforma se presenta como un puente entre el sector energético y la conservación de la naturaleza.

Aunque en su versión actual IA4Birds no está concebido para detener aerogeneradores ni emitir señales disuasorias, sus desarrolladores reconocen que el sistema podría adaptarse en el futuro para integrar estas funciones.

Más información

→ <https://ia4birds.air-institute.com/>

IA4Birds inicia la detección de aves en Salamanca

El proyecto IA4Birds dio un paso clave en su desarrollo el año pasado con la instalación de una de las cámaras AXIS Q6225-LE PTZ en su sede de la avenida Santiago Madrigal de Salamanca, junto al río Tormes, un entorno privilegiado para la observación de aves. La elección del emplazamiento responde a la riqueza natural de la zona, que permite registrar con detalle especies como la cigüeña, el milano real, el cernícalo o el águila imperial ibérica. El equipo de IA4Birds utilizará las imágenes capturadas por la cámara para entrenar modelos de inteligencia artificial capaces no solo de detectar aves de forma automática, sino también de identificar especies concretas. La cámara instalada, reconocida por su resolución HDTV 1080p y un zoom óptico de 31x, permitirá seguir los movimientos de las aves con gran precisión. Estos datos resultarán esenciales para desarrollar algoritmos que ayuden a prevenir riesgos derivados de la instalación de parques eólicos en zonas de especial valor para la biodiversidad. Los investigadores centran ahora sus esfuerzos en entrenar los modelos de detección para consolidar una herramienta que contribuya a la convivencia entre los objetivos de transición energética y la conservación de la naturaleza.



MOVILIDAD

De la recarga inteligente y 100% renovable al V2X

España sigue avanzando en el despliegue de la movilidad eléctrica. A principios del verano, el gobierno puso en marcha una medida para reducir el tiempo que pasa desde que se instala un punto de recarga hasta que empieza a dar servicio. Una buena noticia, teniendo en cuenta que, a menudo, entre un paso y otro, pasa más de un año de media. Acciona Energía nos cuenta cómo está impulsando la movilidad eléctrica.

ER

El número total de puntos de recarga operativos en España a 30 de junio de 2025 era de 47.892. La otra cara de la moneda la aportan los puntos de recarga para coches eléctricos instalados, pero no operativos, que de acuerdo con el último informe de ANFAC ascienden a 13.782.

Las energéticas se enfrentan a varios retos antes de poder dar servicio a los conduc-

tores, entre ellos los trámites burocráticos, la falta de homogeneidad en los procesos –las responsabilidades y exigencias varían en función de si el terreno donde se ha instalado el cargador es de titularidad estatal, regional o municipal–, la ausencia de plazos claros y el exceso de administraciones implicadas.

La expansión de los puntos de recarga para vehículos eléctricos es esencial para

avanzar hacia un sistema energético más sostenible. Cuantos más coches eléctricos circulan, mayor es la necesidad de una red de recarga que sea fiable, accesible y bien conectada con la red eléctrica del país. Por eso, su diseño, ubicación y gestión no deben verse solo como un servicio adicional, sino como una parte clave del propio sistema energético.

Con esta visión trabaja Acciona Energía, que ha enfocado su estrategia de movilidad eléctrica en la construcción de una red de recarga basada exclusivamente en energía de origen renovable, con tecnologías de gestión inteligente y una arquitectura preparada para integrarse en nuevos modelos energéticos descentralizados.

Actualmente, la compañía ofrece acceso a unos 5.000 puntos de recarga propios y de terceros en España, distribuidos en entornos urbanos, áreas interurbanas, centros comerciales y plataformas logísticas. La red incluye cargadores de entre 22 kW y 360 kW de potencia, lo que permite atender desde cargas convencionales hasta recargas rápidas y ultrarrápidas, adaptadas a distintos perfiles de usuario. Toda la electricidad suministrada en estos puntos procede de fuentes 100% renovables certificadas, lo que asegura una trazabilidad limpia y coherente con los objetivos de neutralidad climática.

En términos energéticos, la red propia de Acciona Energía es capaz de suministrar en torno a 2 GWh anuales, lo que equivale a evitar la emisión de 160.000 toneladas de



CO₂ al año, o lo que es lo mismo, a plantar 9.000 árboles. Estas cifras reflejan no solo la magnitud del despliegue, sino también su impacto directo en la descarbonización del transporte.

Entre los proyectos actuales de la compañía destacan la mayor electrolinera pública callejera de Madrid, la reciente adquisición de Cable Energía —entidad propietaria y operadora de la red de recarga de Shell fuera de sus estaciones de servicio—, así como la firma de acuerdos para desplegar más de 1.000 nuevos puntos de carga pública en toda España, una expansión que refuerza su papel en el impulso de la movilidad eléctrica a escala nacional.

Una de las claves del crecimiento de Acciona Energía ha sido su capacidad para establecer alianzas estratégicas con actores de alto impacto. En colaboración con IKEA, por ejemplo, se está ejecutando la instalación de más de 560 plazas de recarga en varios centros de la cadena sueca en España. El objetivo es dar servicio tanto a clientes como a empleados, facilitando una movilidad más limpia y accesible.

En paralelo, la compañía colabora con gestores inmobiliarios como Cushman & Wakefield y Unibail-Rodamco-Westfield, con quienes está desplegando infraestructura en centros comerciales de alta afluencia en ciudades clave como Madrid, Logroño, San Sebastián o Sevilla. En todos los casos, el objetivo es acercar la recarga eléctrica a los espacios cotidianos del ciudadano, favoreciendo su adopción masiva.

■ Innovación y recarga bidireccional

Si hay un ámbito de la recarga eléctrica donde Acciona Energía marca la diferencia es en el de la innovación. La compañía implementó por primera vez la tecnología V2G (Vehicle to Grid) a escala industrial en España en 2022, a través del proyecto V2G Islas Baleares, que puso en marcha una red de carga de vehículos eléctricos bidireccional con una dimensión suficiente para establecer patrones de comportamiento y uso.

La tecnología V2G establece una comunicación bidireccional entre un vehículo y el sistema eléctrico que posibilita que la batería pueda almacenar energía de la red para alimentar la tracción de los vehículos, pero también para inyectarla en instalaciones del usuario, como viviendas o empresas, o devolverla a la red, convirtiéndose el vehículo en suministrador de electricidad. De este modo, la batería que integra tecnología V2G podrá funcionar como consumidor o proveedor, según los parámetros que se establezcan. Un parque de vehículos V2G podría, por ejemplo, ayudar al sistema a cubrir picos



de demanda eléctrica sin necesidad de recurrir a plantas de combustibles fósiles, ser una solución de emergencia en caso de apagones fortuitos, consumir electricidad cuando el precio de la energía es más barato, dar respaldo a los sistemas de autoconsumo o prestar servicios de ajuste al sistema para mantener su necesario equilibrio técnico, entre otras aplicaciones.

■ Flexibilidad gracias al V2X y la recarga inteligente

En diciembre de 2024, Acciona Energía dio un paso más y puso en marcha, junto a IKEA, el primer piloto en España de cargadores bidireccionales con tecnología V2X (Vehicle-to-Everything) aplicados a una flota corporativa. Este proyecto pionero permite que los vehículos eléctricos de la flota interna de IKEA no solo tomen energía de la red, sino que también puedan devolverla, funcionando como unidades de almacenamiento móviles.

V2X es una tecnología clave en la movilidad eléctrica que permite que los vehículos eléctricos intercambien tanto energía como datos con una variedad de sistemas y dispositivos. Estas interacciones incluyen la red eléctrica (V2G), hogares (V2H), edificios (V2B), dispositivos externos (V2L), otros vehículos (V2V), así como infraestructuras urbanas, peatones o redes digitales. Gracias a esta conectividad, el vehículo se convierte en un nodo inteligente dentro del ecosistema energético y urbano, capaz de aportar valor añadido en términos de eficiencia, sostenibilidad y resiliencia del sistema.

La infraestructura de recarga está plenamente integrada con el sistema de gestión energética del edificio, lo que permite ajustar el flujo energético de forma dinámica, según la generación renovable disponible, la demanda interna o incluso las señales de precio del mercado. El resultado es una herramienta de flexibilidad energética de alto valor para el sistema eléctrico.

Gracias a la tecnología V2X (Vehicle-to-Everything) los vehículos eléctricos no solo toman energía de la red, sino que también pueden devolverla, funcionando como unidades de almacenamiento móviles

Este modelo de recarga controlada representa un cambio de enfoque en la manera en que se concibe la relación entre el vehículo eléctrico y la red. El automóvil pasa de ser una carga pasiva para convertirse en un recurso gestionable, que puede integrarse en esquemas de balance energético, autoconsumo colectivo o incluso participar en futuros mercados de capacidad y flexibilidad. La experiencia adquirida en este piloto sentará las bases para futuras aplicaciones en entornos residenciales, empresariales y municipales.

La estrategia de Acciona Energía se centra en consolidar una red de recarga en ubicaciones estratégicas dentro de las principales arterias de circulación, así como en aquellos emplazamientos donde la demanda de recarga por parte de los usuarios sea más relevante. Esta red se caracteriza no solo por su cobertura, sino por su inteligencia: todos los puntos están conectados a sistemas avanzados de predicción de demanda, coordinados con generación distribuida y preparados para interactuar con un sistema eléctrico cada vez más dinámico y descentralizado.

La recarga inteligente es el eje de esta propuesta, permitiendo adaptar la entrega de energía en función de las necesidades del usuario, la disponibilidad de renovables y los precios del mercado, optimizando así la eficiencia y la sostenibilidad del servicio. De este modo, Acciona Energía facilita la adopción masiva del vehículo eléctrico y pretende redefinir la infraestructura de recarga como un elemento activo, estratégico y estructural en la transición energética.

Más información:

→ <https://recarga.acciona.com>



COMUNIDADES ENERGÉTICAS

De la pobreza energética a la energía como derecho

Límites y potencialidades de las comunidades energéticas

Las comunidades energéticas (CEs) son laboratorios de experiencias, procesos y proyectos; espacios de voluntariado, innovación y activismo que buscan transformaciones más allá de lo energético, en dirección a una transición ecosocial realmente justa¹. Enraizadas en lo local, e interesadas en la construcción colectiva de soluciones, pueden ser herramientas útiles contra la pobreza energética. Pero cuidado: las CEs no tienen la solución a la pobreza energética, como tampoco tienen la responsabilidad de hacerlo.

Alba del Campo*

La voluntad de transformación desde lo cotidiano y lo posible y el espíritu solidario que mueve a muchas personas a participar en una comunidad energética no ha de hacernos perder la perspectiva de que la responsabilidad de la pobreza energética la tienen las empresas que se lucran sin límite con este bien básico que es la energía y de que es el Estado el responsable de garantizar el derecho a la energía a toda la población.

La transición energética avanza a gran velocidad, sobre todo en el sector eléctrico. Lo hace en un ambiente de crispación creciente, donde se ponen en cuestión los principios de convivencia más básicos. Donde el negacionismo climático rechaza la propia necesidad de una transición energética y critica cualquier cambio. La transición energética está canalizando ingentes cantidades de recursos económicos sin que los mecanismos de redistribución de

la riqueza pongan freno al aumento de las desigualdades económicas y sociales. Por lo que, de momento, no está logrando ser justa ni inclusiva, como tampoco, reducir la pobreza energética.

No avanzar en derechos para la población alimenta la animadversión que está generando la descarbonización de la economía, a base de subvenciones a las que solo acceden las capas sociales mejor posicionadas, como sucede con las ayudas públicas a la rehabilitación o al autoconsumo, de las que se benefician principalmente personas con vivienda en propiedad, o al vehículo eléctrico, a las que acceden personas de una capacidad adquisitiva media alta.

■ Potencialidades y límites

Las CEs pueden sumar a una parte de la ciudadanía a generar parte de la energía que usa, a compartir servicios y recursos, a aprender colectivamente y codecidir en qué proyectos se implica, pero las soluciones a la pobreza energética requieren mecanismos y actuaciones que sobrepasan a las comunidades energéticas. Es decir, que no es algo que puedan conseguir por sí mismas, ni solas, aunque, como veremos, sí hay cosas que pueden hacer.

Pero es urgente poner límites a las prácticas abusivas de las grandes empresas energé-

ticas, a la especulación con la vivienda, que está directamente relacionada con la precarización de la vida de las clases populares y también, como veremos, con la pobreza energética. Y, en este sentido, la administración juega un papel central.

Necesitamos un cambio de 180 grados en lo que se refiere al uso de los fondos públicos relativos a la transición energética (rehabilitación de viviendas, movilidad, renovables y eficiencia energética) para que estos sirvan para mejorar las condiciones de vida de quienes menos recursos y posibilidades tienen.

Que las CEs contribuyan con sus ideas, tiempo y recursos a la construcción de la energía como derecho es más urgente que la materialización de proyectos piloto innovadores. Y para avanzar en que la energía sea un derecho que esté por encima del lucro de unas pocas empresas hacen falta reformas como la prohibición permanente de los cortes de suministro a los hogares vulnerables independientemente de la empresa comercializadora que tengan contratada.

■ Pobreza y bono social

La principal ayuda relacionada con la pobreza energética en el Estado español se crea hace 14 años y es el bono social eléctrico. Este se ha ido reformando y ampliando, pero

1. Dossier Economistas Sin Fronteras sobre Transición Ecosocial Justa (nº 52. Invierno 2024). ¿De qué hablamos cuando hablamos de una transición ecosocial justa? Por Yayo Herrero. Energías renovables, conflictos y transición ecosocial: aportaciones para un cambio de rumbo. Por Alba del Campo.

lo que no ha variado es que solo pueden ofrecerlo las comercializadoras del oligopolio en su versión regulada, es decir las COR (Comercializadora de Referencia).

En España hay más de 300 comercializadoras en el mercado libre y sólo 5 en el mercado regulado. Y lo que no es menos relevante, las empresas del oligopolio eléctrico tienen su empresa en el mercado libre y la del mercado regulado.

Desde la empresa del mercado libre realizan todo tipo de campañas de seducción a través de diferentes estrategias comerciales para contratar éstas y no las del mercado regulado, por lo que hay un traspaso permanente de clientes de las unas a las otras. Y con el cambio de compañía los clientes en situación de vulnerabilidad pierden la ayuda y la protección.

Y sucede que cuanto menos información se tiene y más vulnerable se es más probabilidad se tiene de caer en una compañía del mercado libre en la que además de no acceder al bono social, se está más expuesto o expuesta a sobrecargos en la factura (seguros, alquiler de equipos extra, permanencias, entre otros). Además, las COR están cerrando sus oficinas, con lo que se le dificulta el acceso a la contratación y la solicitud del bono social a personas mayores o con capacidades digitales limitadas.

La pobreza energética está relacionada con el estado de las viviendas, los precios de la energía y los ingresos (y gastos) familiares. No solo es una cuestión de suministros energéticos. Sin embargo, asegurar los suministros y evitar el corte es una medida prioritaria por la que entendemos que hay que empezar para garantizar el derecho a la energía. Al tiempo que se desarrollan políticas de mejora de acceso a la vivienda, a su rehabilitación y a la producción de energía in situ o de proximidad, con instalaciones de autoconsumo y aquellas que permitan hacer un aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos cercanos (biomasa, hidroeléctrica, entre otras).

Así que proponemos completar la pregunta de ¿qué pueden hacer las comunidades energéticas para resolver la pobreza energética? y ampliarla a ¿cómo pueden las CEs contribuir a erradicar la pobreza energética y avanzar en que la energía sea un derecho?

La pobreza energética no es un fenómeno natural aislado, que se puede resolver con un cambio tecnológico. Es consecuencia de un modelo energético concreto y de unas relaciones sociales, económicas y políticas que están en constante cambio. Y es en estos cambios en los que las comunidades energéticas pueden participar ampliando su mirada más allá de los proyectos de autoconsumo.

Evolución de los cuatro indicadores principales de pobreza energética					
Indicadores de Pobreza Energética		2020	2021	2022	2023
	Gasto desproporcionado 2M (% hogares)	16,1%	15,22 %	16,83 %	17,01 %
	Pobreza Energética escondida HEP (% hogares)	4,8 %	10,32 %	10,58 %	9,35 %
	Temperatura inadecuada en invierno (% población)	10,9 %	14,27%	17,08 %	20,71 %
	Retraso en pago de facturas de suministros de la vivienda (% población)	9,6 %	9,5 %	9,23%	9,58 %

Fuente: Informe indicadores pobreza energética en España 2023, Cátedra de Energía de la Universidad de Comillas. A pesar de que según la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 corresponde al MITECO la actualización anual de los indicadores oficiales de pobreza energética, éste ha dejado de publicarlos en 2022. Es por ello que se incluyen los datos de la Cátedra de Energía de la Universidad de Comillas, la cual está financiada por la Fundación Naturgy

■ No es lo mismo

Hogar beneficiario del bono social no es igual a hogar en situación de vulnerabilidad. Muchas CEs, por iniciativa propia, o como condición de acceso a recursos públicos como cubiertas municipales o subvenciones (como, por ejemplo, el programa CE-Implementa²), tienen previsto ceder una cantidad de energía producida en un autoconsumo compartido con “hogares vulnerables”. Sin embargo, el criterio de selección de hogares es exclusivamente que estos sean beneficiarios del bono social eléctrico. Y nos encontramos en una situación un tanto peculiar, porque no todos los hogares con bono social son vulnerables, ni todos los hogares vulnerables disfrutan del bono social. Es más, la mayoría de los hogares en situación de vulnerabilidad no lo hacen.

Hay tres categorías de vulnerabilidad en relación con el bono social: vulnerable, vulnerable severo y vulnerable severo en riesgo de exclusión. Para ser beneficiario del bono social bajo la condición de vulnerable los requisitos son los siguientes:

1. Tener contratada una comercializadora de referencia (COR) y disfrutar del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

2. En este programa de subvenciones, en varias de sus convocatorias, se asignan hasta 2 puntos en función de la participación como socios o miembros de la comunidad, así como del impacto sobre, consumidores vulnerables, consumidores vulnerables severos o consumidores vulnerables en riesgo de exclusión social, definidos como beneficiarios del bono social eléctrico.

2. Cumplir alguno de los siguientes requisitos:

- Que su renta o la renta conjunta anual de la unidad de convivencia a que pertenezca sea $\leq 1,5 \times \text{IPREM}$ de 14 pagas.
- O bien, que se esté en posesión del título de familia numerosa.
- O bien que el consumidor o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad de convivencia sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social (jubilación o incapacidad permanente), percibiendo por ello la cuantía mínima vigente en cada momento, para dichas clases de pensión, y no percibir otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.
- O bien que el consumidor o algún miembro de su unidad de convivencia sea beneficiario del Ingreso Mínimo Vital.

Es decir, que las familias numerosas tienen acceso al bono social independientemente de su renta. Por tanto, mientras las familias numerosas de rentas medias y altas sean beneficiarias de esta ayuda es evidente que el bono social no puede ser el único criterio de vulnerabilidad. Diferentes estudios muestran que solo 2 de cada 10 hogares potencialmente beneficiarios del bono social acceden a él. Y de estos un tercio son familias numerosas.

En resumen: gran parte de los hogares vulnerables no solo no tiene acceso al bono social, sino que muchos de ellos no tienen el contrato de suministro a su nombre y, en consecuencia, no van a ser susceptibles de recibir el bono social en ningún momen-



to. Entonces, es pertinente preguntarse qué hacer: ¿dejar fuera de los proyectos de las comunidades energéticas que pretenden reducir la pobreza energética a los hogares que ni siquiera acceden a esta protección y que, por tanto, están en una mayor situación de indefensión o buscar otros criterios?

Y, por otro lado, es oportuno preguntarse si esta es una medida que conviene a los hogares en situación de vulnerabilidad o hay otras más urgentes y necesarias. Pues no tienen por qué coincidir las necesidades de las comunidades energéticas con las de las personas en situación de vulnerabilidad.

■ La pregunta es

¿Cómo pueden ser las CE un instrumento eficaz contra la pobreza energética? Las comunidades energéticas han tenido un desarrollo desigual en el territorio español. Navarra es la comunidad en la que se han creado más CE hasta la fecha por habitante, gracias en gran medida al sistema de apoyo que ha creado el Gobierno foral, a través de la Oficina de Transformación Comunitaria (OTC) de Navarra, y del sistema de subvenciones, que incluyen no solo los proyectos de generación, sino la dinamización de procesos participativos para dar a conocer la figura de las CE y acompañar en los procesos a escala municipal.

Así mismo, Navarra ha desarrollado un marco normativo específico y avanzado tanto en relación con la pobreza energética, como con las comunidades energéticas a través, principalmente, de la Orden Foral para el Fomento de las Comunidades Energéticas y la Ley Navarra de Cambio Climático y Transición Energética.

Precisamente, desde la OTC de Navarra se han encargado varios estudios para dotar de herramientas a las comunidades energéticas con las que puedan promover una sociedad más justa e inclusiva. En estos estudios, disponibles en su web, se recopilan numerosas reflexiones y aprendizajes en torno a estos temas que pueden ser de utilidad tanto para otras CE, como para las administraciones públicas que quieran promover un ecosistema de comunidades energéticas que vayan más allá de compartir placas (siendo este objetivo tan oportuno, como relevante).

Para la elaboración de los estudios se ha entrevistado a miembros de CE de dentro y fuera de Navarra que han materializado medidas contra la pobreza energética (CE Torreblanca Ilumina, CE Gares Bide, CE La Bordeta, CE Recicleta, y CE La Tonenca). Así mismo, a entidades sociales que luchan por la igualdad real y de derechos de diferentes grupos sociales (mujeres, personas con discapacidad, migrantes), a profesores de la Universidad Pública de Navarra, y a responsables

de la administración pública regional, trabajadoras de los Servicios Sociales de Navarra y a los responsables del Punto Infoenergía de Teder (Grupo de Acción Local de Tierra Estella).

También se ha realizado un cuestionario a todas las CE de Navarra y un taller participativo sobre pobreza energética. De todo ello, se han extraído unas conclusiones, recomendaciones a las administraciones públicas y 7 líneas de acción estratégica en cada estudio.

Una de las principales conclusiones del estudio es que las acciones de las CE en materia de pobreza energética tendrán sentido y serán eficaces si responden a las necesidades reales de las personas y familias en situación de vulnerabilidad y si sirven de apoyo para que estas personas ejerzan sus derechos y accedan a las ayudas existentes. Es conveniente, en consecuencia, que partan del conocimiento de lo que hay ya, de la situación, las herramientas y las entidades del entorno. Se propone en este sentido, que las CE apuesten por la colaboración con las administraciones locales (no sólo con los Servicios Sociales de Base) y con las entidades sociales existentes.

En los estudios se incluye un capítulo con las ayudas existentes en materia de pobreza energética, así como la visión del fenómeno desde los Servicios Sociales de Base y desde las comunidades energéticas navarras.

■ Vías de colaboración

Por tanto, una primera línea de trabajo es la de la creación de vías y canales de colaboración a través de los cuales se puedan desarrollar los mecanismos y procedimientos de atención y participación. Respecto a la participación de las personas vulnerables en las CE, en estos estudios se ha visto que la situación vital de estas personas es muy variada. Es pertinente que las personas en situación de vulnerabilidad tengan la opción de vincularse o no a las comunidades energéticas y que ello no suponga un perjuicio, o la exclusión de un derecho.

Gran parte de las personas en situación de vulnerabilidad están ocupadas en resolver sus necesidades básicas, como el acceso a una vivienda o lograr empleo digno, regularizar su situación o cuidar a personas a su cargo. En estos casos, la participación en las CE, como miembros activos y de pleno derecho, es muy complicada, incluso cuando se ponen en marcha medidas como la bonificación de las cuotas de participación.

Otra de las conclusiones es que las comunidades energéticas, en lugar de pretender un modelo de implicación de las personas vulnerables ajeno a su realidad, pueden ofrecerles servicios o apoyo en sus necesidades, sean las personas en situación de vulnerabilidad miembros de las comunidades energéticas o

no. Es decir, que las CE pueden proveer de servicios a la comunidad en su conjunto de los que se benefician las personas en situación de vulnerabilidad.

Sin embargo, esta medida no ha de sustituir a servicios profesionalizados de atención a la ciudadanía, que entendemos han de ser provistos por la administración pública, lo cual supone generar un derecho. En este sentido, son un ejemplo de buena práctica institucional los 13 puntos de Asesoramiento Energético del Ayuntamiento de Barcelona, las Oficinas de la Energía del Ayuntamiento de Valencia y el Punto de Infoenergía de Teder, en Tierra Estella Navarra. En dichos puntos se tramitan bonos sociales, se colabora con los Servicios Sociales de Base y se atiende tanto a la ciudadanía en situación de vulnerabilidad como a la que no lo está. Son este tipo de puntos los que se entiende pueden promover las comunidades energéticas que los ayuntamientos y diputaciones desarrollen por el territorio, para asegurar la atención profesionalizada de las personas en situación de vulnerabilidad y mejorar el acceso al bono social de la población que hoy por hoy está excluida.

En el estudio publicado, además, se recogen 7 líneas estratégicas de trabajo y las propuestas de acción que han sido identificadas como prioritarias por los diferentes agentes que participaron. Estas líneas son: Formación, coordinación y colaboración con otras entidades, información y acompañamiento, compartir energía eléctrica, facilitar el acceso a la energía para usos térmicos, desarrollar servicios compartidos de movilidad³.

Estas líneas de acción y las medidas que las acompañan son propuestas acordes con el estado actual en el que están las CE, sin pretender establecer una hoja de ruta cerrada ni un abanico con todas las posibilidades existentes. Las comunidades energéticas como entes autónomos y libres, dentro del marco de políticas públicas existentes, han empezado por materializar autoconsumos compartidos, pero su desarrollo está por articular en base a las inquietudes y posibilidades de sus miembros. ■

**Alba del Campo es periodista y consultora en transición y pobreza energética en el ámbito local*

3. Estudio estratégico sobre participación diversa en las CE de Navarra:

→ https://otcnavarra.es/wp-content/uploads/2025/09/CEs_y_Participacion_Diversa.docx.pdf

Estudio estratégico sobre pobreza energética en las CE de Navarra:

→ https://otcnavarra.es/wp-content/uploads/2025/09/CEs_y_Pobreza_Energetica_Navarra.docx.pdf



TBB POWER
EASY POWER, EASY LIFE



Riio Sun II
NUEVO INVERSOR
MULTIFUNCIÓN
TODO EN UNO.

Soluciones completas

Escenarios de aplicación:



Sistema Backup con ESS
2kVA-72kVA



Sistemas aislados con ESS
2kW-135kW



Híbrido residencial ESS
6kW-45kW



Comercial e Industrial
33kW-330kW



Mini Redes
33kW-330kW

Distribuidor
exclusivo en España

Bornay

P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n
03420 Castalla / Alicante
Tel. 965 560 025
bornay@bornay.com
www.bornay.com



A tu lado en el camino hacia un futuro más verde

Gesternova y Contigo Energía ahora se unen para estar más cerca de ti y acompañarte en cada paso que des hacia un mundo sin emisiones.

Descubre cómo podemos ayudarte a transformar la energía de tu hogar o empresa, para avanzar en el camino de la transición energética.

Piensa sostenible
Actúa sostenible

