

Los centros de datos tensan la red

**La cooperativa
eléctrica Enercoop
cumple 100 años**



**¿Cómo verías
la instalación
de un parque solar
en tu pueblo?**



**Bombes:
las baterías del
sistema que viene**



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





248

Número 248
Febrero 2026

■ PANORAMA

La actualidad en breves 6

Opinión: Javier García Brea (8) / Antonio de Lara (12) / María Prado (14) / Ana Barreira (16)

Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2025:

China 7, Estados Unidos 1 18

Entrevista a **Raúl García Brink**, consejero de Área de Medio Ambiente, Clima, Energía y Conocimiento del Cabildo de Gran Canaria

22

La fiebre de los **centros de datos** pone a prueba la red 26

■ EÓLICA

La eólica marina en EEUU, rehén de los memes de Trump 30

■ FOTOVOLTAICA

Queda mucho por pagar 34

(+Entrevista a **Paula Santos**, directora de Comunidades Energéticas de UNEF)

■ AUTOCONSUMO

El autoconsumo... de uno en uno 38

■ COMUNIDADES ENERGÉTICAS

El primer siglo de historia de Enercoop 42

(+Entrevista a **Guillermo Belso**, presidente del Grupo Enercoop)

Patrimonio de la Humanidad y de la Energía 46

(+Entrevista a **José Manuel López**, gerente de la Empresa Municipal de Suelo y Vivienda de Toledo, **Gustavo Ladera**, ingeniero responsable de la OTC de Toledo, y **Pedro Rodríguez Camaño**, responsable Jurídico de la Oficina de Transformación Comunitaria de Toledo)

■ SOLAR TÉRMICA

La solar que se amortiza en menos de tres años 50

■ HIDRÁULICA

¿Una buena batería a lo grande? ¡El agua! 54

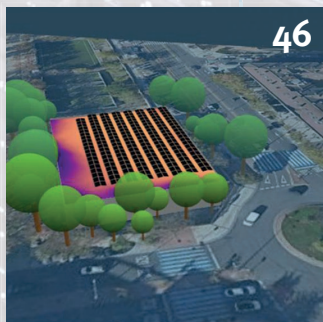
(+Entrevista a **Raúl García Posada**, director de Asealen)

■ MOVILIDAD

Cargadores, apps y paciencia: así es recargar un coche eléctrico en España 58

Se anuncian en este número

APSYSTEMS	2	KOSTAL	9
BORNAY.....	4	KEY	17
CONTIGO ENERGÍA.....	64	MASTER REM+2	13
ENERXÉTICA.....	61	SALTOKI	15
GEOTERM.....	11	TBB POWER.....	63
INTERSOLAR	37	WINDEUROPE	33



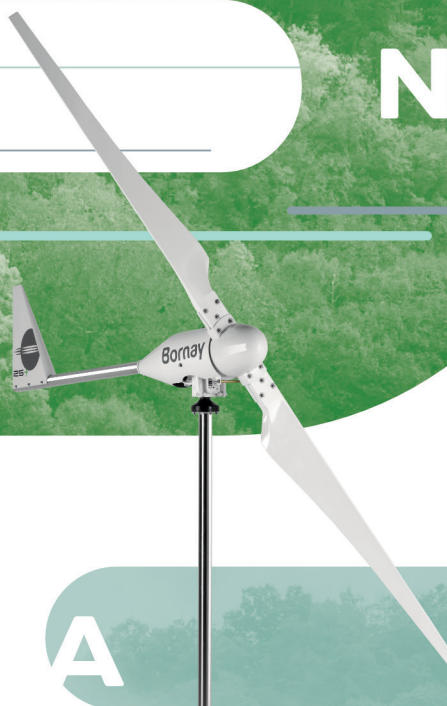
B



O

R

N



A

Y

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.

Bornay 

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

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 Zsolosz

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 Fuertes,

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.

¿Y si Cuba no necesitase el petróleo de Venezuela?

El mundo va más rápido que antes. O esa es, al menos, mi impresión. Es probable que sean los años. Los míos. Pero puede que no, que, efectivamente, alguien esté pisando el acelerador obviando las señales de tráfico, sin pararse a pensar en el resto de vehículos que comparten la carretera y mucho menos en los peatones. Alguien con la mentalidad de un chaval de 16 años, sin carné, que no ha abierto en su vida el código de circulación, y que se vuelve loco con un volante en la mano. Alguien como Donald Trump, que acaba de cumplir el primer año de su segundo mandato. Y que ha dejado muy claro cuál es el criterio que le impulsa a tomar decisiones: soy el puto amo.

Podemos hablar de cómo se las gasta la policía migratoria del ICE. O de sus amenazas sobre Groenlandia. O del grupo de líderes que ha reunido para reconstruir Gaza, ninguneando a los propios palestinos y a la ONU. O de la captura de Maduro y de la apropiación del petróleo de Venezuela.

Sobre este último asunto algunos analistas han puesto en duda el interés real de Estados Unidos en el petróleo venezolano, un petróleo pesado difícil de procesar. Estados Unidos es hoy el mayor productor de crudo del mundo y el tercer exportador, por detrás de Arabia Saudí y Rusia. Así que han buscado otras explicaciones. Una de ellas es Cuba. Su economía podría colapsar, dicen, si deja de llegar el petróleo de Venezuela, unos 30.000 barriles diarios. "Cuba, literalmente, está a punto de caer. Y muchos cubanoamericanos estarán muy contentos", ha dicho Trump.

¿Y si Cuba no necesitase el petróleo de Venezuela? ¿Y si no necesitase el petróleo de ningún sitio? Hoy por hoy, la respuesta es solo una: lo necesitan. Pero pongamos las luces largas. Porque sí, es posible imaginar un escenario sin combustibles fósiles. Y es posible gracias a las energías renovables, que son capaces de cubrir el 100% de nuestras necesidades energéticas. Evidentemente, no se puede hacer de la noche a la mañana, pero cuanto antes nos pongamos en marcha, cuanto antes asumamos que la transición energética debe caminar hacia modelos basados en renovables, antes podremos olvidarnos de las amenazas de matones, de los conflictos geopolíticos y de los intereses de los más poderosos.

Las renovables son fuentes de energía autóctonas. Aquí, en Cuba y en cualquier parte del mundo. Son las más limpias y las más baratas. Pero son, además, las más justas, equitativas y democráticas. Lo que no quiere decir que con renovables todo el monte sea orégano.

España, que lleva tiempo haciendo una apuesta fuerte por las renovables, logró en 2025 un récord de producción eléctrica con energías limpias, alcanzando el 56% del total. Pero hace tiempo que nuestro país, Europa entera, desmanteló su industria de renovables y ha dejado el suministro de equipos en manos de otros países, fundamentalmente asiáticos.

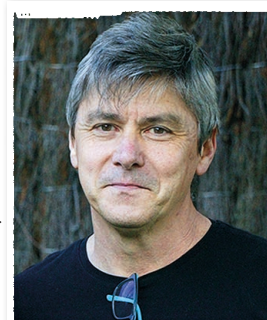
Como explica Antonio de Lara en su columna de este mes, "la transición energética en la UE ya no es solo un proyecto para la lucha contra el cambio climático, sino de subsistencia como naciones libres en el nuevo contexto internacional. Ya no se trata solo de instalar generación renovable sino de asegurar a nivel europeo las cadenas de suministro de equipos del nuevo sistema energético".

Y hace una propuesta concreta: Europa debería asumir ese compromiso "con similar urgencia a lo que se está solicitando para la defensa. Pactemos e incluso blindemos constitucionalmente este concepto ampliado de defensa europea. Esto sí es patriotismo y no política de salón".

Pues a ello. No hay un minuto que perder. Ni aquí, ni en Cuba, ni en ningún sitio.

Hasta el mes que viene.

Luis Merino



■ Mayoría absoluta para la energía solar

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha encargado un informe a la empresa demoscópica decana de España, Sigma Dos, para saber (1) cuánto de cierto hay en el relato (mediático) que cuenta que hay mucha oposición en todas partes a la construcción de parques solares y para saber (2) cuáles son los datos (demoscópicos) que avalan (o no) ese relato. Pues bien, Sigma Dos ha hecho mil encuestas sobre una “muestra representativa de la población española” y resulta que el 67,5% de las personas encuestadas está a favor de la instalación de parques de energía solar en España, y resulta que dos de cada tres personas consultadas (66,5%) creen que apostar por la energía solar supone una oportunidad para la España vaciada, y resulta que hasta el 67% dice que sí a la instalación de un parque solar en su propia comunidad autónoma.

La pregunta sería entonces... ¿y por qué da la sensación de que hay plataformas en todas partes de oposición —una mayoría opositora— a los parques fotovoltaicos? El director general de UNEF, José Donoso, contestaba a esa pregunta —a instancias de los periodistas— el pasado 27 de enero, en Madrid, en el marco de la presentación del informe de Sigma Dos. “Lo malo —apuntaba Donoso— genera noticia. Los ayuntamientos que están contentos, los ayuntamientos que quieren más plantas solares en su municipio, no generan noticia. Esto es así, literal. Hay pueblos en los que han hecho una planta, aparecen seis personas en una manifestación, con una pancarta, una foto... y sale en toda la prensa, por lo menos en la prensa regional. Y, sin embargo, hay pueblos como por ejemplo Belinchón, aquí al lado, que ha duplicado su población gracias a los ingresos de la fotovoltaica, de 286 a casi 500 habitantes y... ¿cuántos titulares de prensa salen con esa historia?”.

El caso es que UNEF ha encargado a Sigma Dos este “Estudio sobre la percepción que tiene la población española sobre la energía fotovoltaica”. Y la empresa demoscópica decana de España lo ha elaborado, “a partir de mil entrevistas online de una muestra representativa de la población española efectuadas entre los días 28 de octubre y 3 de noviembre”, según ha explicado la técnica directora de proyectos de Sigma Dos Elena de Agustín. La “distribución de las encuestas” se ha realizado —ha añadido— atendiendo lógicamente “a la edad, sexo y lugar de residencia de la población española mayor de 18 años”.

¿Y el resultado? Pues varias sorpresas sobre la mesa. Una de ellas sería el divorcio relato mediático —dato demoscópico.

“Una cosa es la opinión pública y otra, la publicada”, nos contaban en la facultad... y así parece ser con una cierta frecuencia.

¿Y LO DEL TITULAR?

¿Mayoría absoluta para la energía solar? Pues respondería a que la solar fotovoltaica (FV) gana en la encuesta de Sigma Dos por mayoría absoluta (la mitad más uno), o por mayoría cualificada, o por goleada (si lo prefiere el lector) todas las partidas. Para empezar, de entre todas las tecnologías de generación de electricidad, la solar es la más conocida (98,6%), por delante de la eólica (97,4), el gas natural (97,2) y la nuclear (93,7); y a años luz del hidrógeno verde (50,4) o el biometano (39,2). Además, es la tecnología que las personas encuestadas consideran que “más se debe impulsar” en España (66,3%), por delante de la eólica (50,0%), muy por delante de la nuclear (32,5) o el hidrógeno (20,1%), y a años luz del gas natural, energía que solo un pírrico 7,5% de las personas encuestadas considera que hay que impulsar. Y, en tercer lugar, la solar fotovoltaica es la energía que la ciudadanía percibe como más barata, por delante de la eólica, de la nuclear, del hidrógeno verde y del gas natural, que es percibida como la más cara.

VIABLE Y SOSTENIBLE

Los porcentajes siguen muy-muy por encima del 50 cuando se trata de geografía. Vamos a empezar por lo conceptual (España en sentido lato): hasta el 84,2% de las personas encuestadas por Sigma Dos cree que la energía solar fotovoltaica es una alternativa “viable y sostenible” para la generación de electricidad en España. Además, por mucho que nos alejemos de los conceptos (lo al-

ternativo, la viabilidad, la sostenibilidad...) y nos acerquemos a lo más concreto (mi comunidad autónoma, mi pueblo)... la FV sigue ganando partidas, como decíamos al principio.

A saber: Sigma Dos ha preguntado y resulta que el 67,5% de la muestra (mil encuestas) está a favor de la instalación de parques de energía solar en España (país de medio millón de kilómetros cuadrados), y resulta que dos de cada tres personas consultadas (66,5%) creen que apostar por la energía solar supone una oportunidad, concretamente, para la España vaciada, y resulta que el 67% dice sí a un parque solar en su comunidad autónoma; y resulta que hasta el 60,7% está a favor de instalar FV en su propio municipio.

Y al revés: solo el 10,5% de los encuestados está “en contra” de la instalación de parques solares en España (mientras que el 22% restante se ubica en el “ni a favor ni en contra”). Ciertamente es que, conforme nos vamos acercando a casa, ese pírrico 10% (una de cada diez personas encuestadas) crece, pero igualmente cierto es que ese crecimiento es muy moderado. A saber: el 11,1% de las personas encuestadas está en contra de la instalación de parques solares en su comunidad autónoma. Y el 15,7%, en contra de la instalación de parques en su municipio, es decir que solo 1,5 de cada 10 personas estaría en contra de la FV “en mi pueblo”.

“Hay un posicionamiento claro —apuntan además desde Sigma Dos— en lo referente al impacto positivo en la economía y empleo de los municipios donde se instalan”. El 53,3% (otra vez “mayoría absoluta”) considera que la instalación de parques solares supone un incremento de servicios e ingresos para los ayuntamientos implicados.

Los porcentajes vuelven a dispararse (por encima del 90) cuando se trata del derecho a saber y/o decidir sobre el territorio propio, lo cual denota una cierta (y tranquilizadora) salud democrático-participativa en la ciudadanía nacional.

El 45,0% de las personas consultadas considera que la aprobación de los residentes



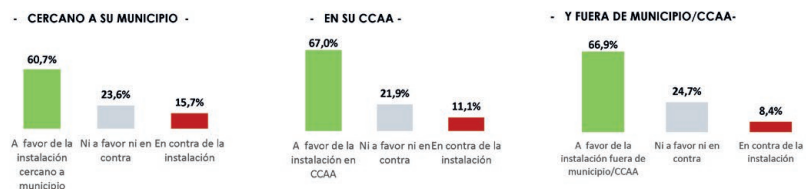


Posicionamiento ante la instalación de parques de energía solar en España



El grupo más a favor de la instalación de parques de energía solar en España es el compuesto por personas de más de 64 años (73,3%). También se observa una tendencia más favorable entre los hombres, mientras que una de cada cuatro mujeres no se declara ni a favor ni en contra.

Posicionamiento ante la instalación de parques de energía solar: en su municipio, en su CCAA y fuera de ambos



Cuanto más cerca se sitúa la posible instalación de parques de energía solar se reduce la proporción de personas a favor de su instalación: el 60,7% si es cerca de su municipio y asciende hasta el 67% en el caso de situarse en la Comunidad Autónoma o fuera tanto del municipio o de la Comunidad.

La tendencia se repite entre los que están en contra, si el 15,7% rechaza tenerlo en su municipio, la proporción se reduce a un 8,4% ante la posibilidad de que se sitúe fuera del municipio y Comunidad Autónoma.

Papel de los residentes cercanos al lugar de instalación de una planta o parque solar



Sin importantes diferencias por sexo, destacar que por edad las personas entre 45 y 64 años son las que más a favor se muestran de la aprobación no vinculante (52,0%) y que las mayores de 64 años ven en mayor proporción la aprobación imprescindible (49,1%).

cercanos al lugar de instalación de un parque solar es “imprescindible”.

Y el 48,0% considera que es “importante” consultar o considerar la opinión de quienes residan cerca del futuro parque solar. Sin embargo, matizan –ese 48% matiza– que no consideran que la aprobación de los residentes haya de ser vinculante.

Por fin, solo un 7% cree que deben ser las personas expertas quienes decidan.

El “Estudio sobre la percepción...” también toca otros tres palos: el cambio climático, el almacenamiento energético y el apagón del 28 de abril. Y también ahí alumbra ciertas sorpresas o cierto divorcio con (al menos) algunos relatos mediáticos más o menos mainstream.

ALMACENAMIENTO

Para empezar, Sigma Dos le ha preguntado a las mil personas de su muestra representativa si conocían el “almacenamiento de energía solar fotovoltaica”. Y el resultado ha sido que el 74,6% ha contestado que sí, que conoce el “almacenamiento de energía solar fotovoltaica”. Sin embargo –ha matizado la técnica directora de proyecto, Elena de Agustín–, solo el 29,1% de la muestra “ha afirmado saber hacer una descripción más completa de en qué consiste” (ese almacenamiento de energía FV).

A continuación, Sigma Dos ha explicado a las personas entrevistadas, mediante un breve texto, en qué consiste el susodicho “almacenamiento de energía solar fotovoltaica”, ha detallado que las instalaciones de almacenamiento se componen de “contenedores de unos dos metros de alto”, que ocupan un espacio similar al que ocuparían “dos coches” y, por fin, ha acompañado esa explicación de una imagen en la que aparece efectivamente un contenedor-batería típico (similar a los que aparecen en esta infografía). Pues bien, el 76,1% de la muestra ha valorado positivamente las plantas de almacenamiento energético. Y el 67,2% apoyaría que se instalase una estación de almacenamiento de energía solar cerca de su municipio.

DEL APAGÓN

Con respecto al apagón también ha habido sorpresa (UNEFA así lo ha explicitado). Y ha habido sorpresa porque las energías renovables (y especialmente la solar fotovoltaica) fueron muy señaladas en los primeros momentos como responsables/culpables del apagón, algo que también desde el principio negaron rotundamente no solo UNEFA, sino también otras asociaciones sectoriales.

Pues bien, la encuesta de Sigma Dos ha revelado que ese bulo (multidifundido en las primeras horas y jornadas tras el apagón) no ha calado en la opinión pública. Los resulta-



Javier **García Breva**
Asesor en Modelos
Energéticos
→ jgb@nze.es

La guerra cultural contra las energías renovables

Cuando creíamos que algunos debates estaban superados, la Cumbre del Clima de Brasil (CoP30) nos retrotrajo al siglo pasado con el respaldo a los combustibles fósiles. Donald Trump ha declarado que las renovables son un chiste y el cambio climático una estafa. El Partido Popular Europeo ha seguido desde 2024 la estrategia de la extrema derecha reseñando todas las políticas climáticas de la Unión Europea.

Con los conceptos equívocos del ecopostureo, como la burocracia verde o la energía hipocarbónica, el retardismo climático se impone. Pero fue la presidenta de la Comisión Europea, Ursula Von der Leyen, quien se subió a ese carro cuando presentó

el Pacto Verde Europeo en 2019. Entonces sembró la desconfianza en poder alcanzar la neutralidad climática solo con renovables y que sería necesario contar con otras tecnologías más viables.

En 2020 y 2021 se publicaron los reglamentos de taxonomía sobre inversiones sostenibles que calificaban el gas y la nuclear como energías sin efectos sobre el clima y les daba la etiqueta verde, como a las actividades facilitadoras y de transición que ayuden a reducir emisiones, aunque contaminen o emitan CO₂. En 2023 se aprobaron las directivas Fit for 55 que permitirán, en determinadas condiciones, que estas tecnologías se contabilicen en la cuota de renovables, además de la flexibilización de las evaluaciones ambientales.

En España, el seguidismo de las políticas trumpistas está detrás de la propuesta del Partido Popular para una nueva moratoria renovable, como la del gobierno de Mariano Rajoy que paralizó el sector entre 2011 y 2018. El asesor económico de Núñez Feijóo Alberto Nadal ha propuesto frenar la demanda de renovables e impulsar la demanda que rentabilice los ciclos inversores de eléctricas y petroleras en redes, centrales nucleares, gas, hidrógeno y centros de datos. Sin estudios de demanda ni de costes y beneficios supone cargar a los consumidores unos costes incalculables para pagar sobreinversiones que incumplen las normas europeas de eficiencia energética.

El sistema energético tradicional es un modelo de extracción de rentas basado en un diseño de mercado que favorece la especulación, la falta de competencia y el monopolio natural de las redes, profundamente injusto porque regala a unos pocos la propiedad de un servicio esencial para la sociedad pagado por todos. En 2023 se cumplieron las exigencias de la patronal eléctrica europea a Von der Leyen para no reformar el mercado eléctrico, dejando a los consumidores desprotegidos ante futuras crisis de precios altos de la electricidad.

Diez años después del Acuerdo del Clima de París el balance de reducción de emisiones es muy insatisfactorio; pero la ONU constata que con los compromisos actuales las emisiones se reducirán un 12% en 2035, pues de lo contrario habrían aumentado un 48%, y que 35 países, entre los que se encuentra España, han desconectado el crecimiento del PIB de las emisiones. La inversión renovable está disparada en el mundo por la mayor competitividad de la fotovoltaica, las baterías y la movilidad eléctrica frente a otras tecnologías.

El retardismo climático avanza en las instituciones europeas, pero fueron las mismas que definieron la transición energética en la recomendación de 2021 sobre el principio de “primero, la eficiencia energética”:

“Implica un cambio del modelo tradicional de producción y consumo de energía, basado en grandes proveedores dominados por los combustibles fósiles y consumidores pasivos que asumen precios, hasta un sistema más flexible, que incorpore tecnologías renovables y se centre en los consumidores de energía activamente comprometidos”.

El liderazgo climático de Europa será un fraude mientras la Comisión Europea siga ensimismada, incapaz de cumplir y hacer cumplir sus propias decisiones.

Con los conceptos
equivocos del
ecopostureo, como la
burocracia verde o la
energía hipocarbónica, el
retardismo climático se
impone

dos muestran que la mayoría de los españoles no relaciona el desarrollo de las energías renovables con las causas del apagón. En concreto, hasta el 67,2% de la población encuestada no considera que el exceso de energía renovable fuera el motivo del apagón (porcentaje que se eleva al 70,3 entre las personas menores de 30 años).

Más aún, resulta que la opción más respaldada (como causa del apagón) es el fallo en el control de la tensión de la red por parte de las centrales de las compañías eléctricas (43,3%), muy por delante de otras posibles explicaciones, como las desconexiones por seguridad, las susodichas renovables o un ciberataque.

CAMBIO CLIMÁTICO

Por fin, la preocupación por el cambio climático también ha sido objeto de sondeo en este “Estudio sobre la percepción...”. Y esa preocupación se sitúa a la altura del 6,9 (de media) en una escala de 0 a 10. El grupo que muestra menor preocupación es el de las personas de entre 30 y 44 años (ese grupo puntúa con un 6,6 su preocupación sobre el particular). Y el grupo que muestra una mayor preocupación por el cambio climático es el de las personas de más de 65 años (7,1). Las mujeres (7,1) ganan a los hombres (6,6).

Más cosas: preguntadas sobre las soluciones al cambio climático, el 70,9% de las personas encuestadas considera bastante o muy relevante la “importancia de las energías renovables para frenar el cambio climático”. Mientras que, en el otro extremo del termómetro, apenas diez de cada cien entrevistados consideran las renovables poco o nada relevantes (10,3%).

Y más apuntes: casi el 90% de la población considera “importante” la inversión en energías renovables. Ese noventa se desglosa en un 51,8% (otra vez “mayoría absoluta”) que considera prioritaria esa inversión y un 37,9% que considera “importante, pero hay otras prioridades”. Solo el 10,3% considera que la inversión en energías renovables “no” es una prioridad, o sea, una de cada diez personas encuestadas.

Entre las acciones que las personas están más dispuestas a realizar contra el cambio climático destaca la instalación de paneles solares de autoconsumo, en concreto el 34,2%, o sea, una de cada tres personas encuestadas, declara estar “totalmente dispuesto”. El porcentaje se eleva si la persona encuestada reside en una vivienda unifamiliar: hasta el 41,3% de la muestra que reside en unifamiliares está totalmente dispuesta a instalar paneles de autoconsumo. Cuatro de cada diez personas afirma no saber si su vivienda es apta o no para la instalación de paneles solares. ■

■ Elon Musk anima en Davos a convertir la España vaciada en la “central eléctrica” de Europa

El multimillonario surafricano, fundador de Tesla, ha animado desde el Foro Económico Mundial, que ha tenido lugar hace solo unos días en la ciudad suiza de Davos, a reconvertir las zonas despobladas de la España vaciada en la “central eléctrica” de Europa mediante la instalación masiva de placas solares. Lo ha hecho, tras aludir el potencial fotovoltaico de Estados Unidos, durante una entrevista con Larry Fink, el presidente y consejero delegado de BlackRock.

“Zonas relativamente poco pobladas de, por ejemplo, España y Sicilia, podrían generar toda la electricidad que necesita Europa”, ha afirmado Elon Musk durante una entrevista con el presidente y consejero delegado de BlackRock, Larry Fink (BlackRock es accionista principal en Iberdrola, Enel —que es la propietaria de Endesa—, Acciona, Naturgy, EDP, Repsol y Engie). Musk ha criticado por otro lado la “desafortunada” política arancelaria de la Administración Trump por cuanto grava la importación de células solares procedentes de China y encarece su despliegue por todo el país. El CEO de Tesla y dueño de SpaceX ha asegurado, por otra parte, que los robots humanoides Tesla Optimus ya están realizando “tareas simples” en sus fábricas. Además, ha anticipado que podrán ejecutar labores más complejas este 2026 y que, ya en 2027, estarán listos para ser adquiridos directamente por los ciudadanos. En cuanto al futuro de la inteligencia artificial, el magnate surafricano ha predicho que, “al ritmo al que está avanzando”, podría crearse una IA tan inteligente como un ser humano para finales de 2026 y no más tarde de 2027, mientras

que ha situado en 2030 o 2031 la fecha en la cual será “probable” que exista una IA que supere en razonamiento a toda la humanidad en su conjunto.

En este sentido, el empresario ha advertido de que se debe ser muy “precavido” en cuestiones de robótica para evitar un futuro parecido al de las películas de ciencia ficción de la saga Terminator. Sin embargo, ha laudado las posibilidades económicas y técnicas de la IA.

“Si disponemos en todas partes de robots y de una IA que sea gratuita o casi gratuita, se producirá una explosión en la economía mundial; una expansión de la economía mundial realmente sin precedentes”, ha augurado Musk. “Colmarán de sobra todas las necesidades humanas”, ha resumido.

Por otro lado, la empresa emblema de Musk, Tesla, acaba de presentar sus Resultados 2025. El fabricante de vehículos eléctricos pierde ventas (ha entregado 1,63 millones de vehículos a nivel global, lo que supone un -8,42% interanual), pierde resultado bruto de explotación (-9%, respecto a la cifra alcanzada en 2024) y pierde beneficio neto: -46% respecto al año anterior o, más aún, -61% en el último trimestre del año 25, respecto al último trimestre del año anterior. Los números negativos llegan tras un año de compromiso político del magnate surafricano (con Trump en Estados Unidos y con la extrema derecha alemana —AfD—, en Europa) y en el marco de una competencia feroz con la industria del vehículo eléctrico chino. ■

SOLAR ELECTRIC

¡Planifica ya el 2026 con KOSTAL!

Instala, disfruta... y vuelve a instalar.

KOSTAL



Nueva: KOSTAL HELIVOR HV



¡Escanee para obtener más información!



HELIVOR HV: lanzamiento de la primera batería de KOSTAL

KOSTAL amplía su gama de accesorios con su propio sistema de almacenamiento de energía de alto voltaje y complementa sus colaboraciones existentes. La batería **HELIVOR HV** destaca por su sencilla instalación, su capacidad de ampliación flexible y su tecnología LFP, y se adapta perfectamente a los inversores KOSTAL PLENTICORE G3 y PLENTICORE MP. Robusto (IP 65), duradero y seguro, KOSTAL ofrece un almacenamiento de energía sostenible, con servicio y asistencia locales.

Planifica ahora con KOSTAL y benefícitate

KOSTAL te premia con 3 PLENTICOREs gratuitos por cada instalación que realices de un sistema de almacenamiento de energía de alto voltaje KOSTAL HELIVOR HV. Máximo de 5 instalaciones. Aplicable durante el periodo promocional comprendido entre el **1 de febrero de 2026 y el 30 de abril de 2026**.

www.kostal-solar-electric.com

■ Todos los parques solares previstos en el Plan Nacional de Energía 2030 caben en espacios antropizados

“En terrenos degradados, industriales, de baja calidad ambiental, o en zonas urbanas”. Ocuparían además “un porcentaje muy reducido de esta superficie”. Lo dice el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). Según el IDAE, “con la utilización de espacios antrópicos podrían alcanzarse los objetivos para fotovoltaica de 76 gigavatios contemplados en el Plan Nacional de Energía y Clima 2023-2030” (actualmente hay 37,5 GW de potencia solar fotovoltaica instalados en España).

Espacios de servidumbre, láminas de agua, infraestructuras, suelo agrícola sin uso... El objetivo solar fotovoltaico (FV) que propone el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para el año 2030 es muy concreto: 76 gigavatios (GW). Esa es la potencia FV que el Gobierno quiere operativa en el año horizonte 2030: 57 gigavatios para generar electricidad y verterla directamente a la red; y diecinueve gigas, en modo autoconsumo (instalamos unas placas solares en el tejado de casa, en la cubierta de una nave, en las marquesinas del aparcamiento de la fábrica... generamos con ellas electricidad... y esa energía la usamos in situ: en casa, en la oficina, en la fábrica... autoconsumo, en fin). Ahora mismo hay 49,7 gigas conectados a la red y más de 9 en modo autoconsumo (el dato 9,2, según la Asociación de Empresas de Energías Renovables, APPA; 9,3, según la Unión Española Fotovoltaica). O sea, que harían falta... haría falta instalar (de aquí a cinco años vista) casi diez gigas para autoconsumo (10 GW) y ocho para vertido a red (8 GW).

El Gobierno PSOE-Sumar está impulsando la ejecución de esos objetivos de varias maneras. Entre otras, a través de ayudas e incentivos enmarcados en diversos planes y programas. Uno de ellos es el “Programa de Incentivos de proyectos innovadores de ener-

gías renovables y almacenamiento, así como de sistemas térmicos Renovables (Energías Renovables Innovadoras)”, que está financiado por la Unión Europea - Next Generation EU.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía resolvió este último otoño la convocatoria de ayudas a proyectos de energías renovables innovadoras y almacenamiento (RenoInn) en lo referido al programa de incentivos 3: proyectos de integración en infraestructuras y espacios fuertemente antropizados como vertederos, explotaciones mineras, etc. Y plantea “algunas consideraciones sobre el resultado de la convocatoria de ayudas”.

Energías Renovables ha tenido acceso a esas cinco “consideraciones”. Reproducimos íntegramente.

- Las instalaciones solares fotovoltaicas, por sus características de modularidad y adaptación a los diferentes tipos de emplazamientos, pueden instalarse en cualquier espacio antrópico: cubiertas planas, tejados inclinados, fachadas, cubiertas industriales, marquesinas y/o estructuras, suelo agrícola sin uso, suelo industrial, espacios de servidumbre, láminas de agua, infraestructuras, etc.

- Por tanto, puede afirmarse que la mayoría de los espacios de terreno urbano y de espacios antrópicos podrían servir como espacios de instalación de paneles fotovoltaicos.

- Con la utilización de espacios antrópicos podría alcanzarse los objetivos para fotovoltaica de 76 GW contemplados en el Plan Nacional de Energía y Clima 2023-2030 (Pniec). De ellos, descon-

tando los 19 GW de objetivo del autoconsumo, quedarían un máximo de 57 GW de fotovoltaica a desarrollar en suelo. La superficie necesaria para este desarrollo sería de alrededor de 114.000 hectáreas (a razón de dos hectáreas de superficie por megavatio de potencia). Esos 57 GW a 2030 podrían establecerse en espacios antrópicos, en terrenos degradados, industriales, de baja calidad ambiental, o en zonas urbanas, ocupando un porcentaje muy reducido de esta superficie. 114.000 hectáreas constituyen el 0,2% de la superficie de España (50,6 millones de hectáreas).

- Al igual que sucede con otros de los subprogramas de la línea RenoInn –agrivoltaica o fotovoltaica flotante– el uso combinado de espacios con fuerte carga constructiva o industrial reduce, por lógica, la utilización de suelo productivo. También, se trata de espacios con valores ecológicos y/o paisajísticos degradados, lo que facilita la aceptación social de los proyectos de integración de renovables. Por tanto, impulsar instalaciones de energías renovables en suelos antropizados puede considerarse un win win.

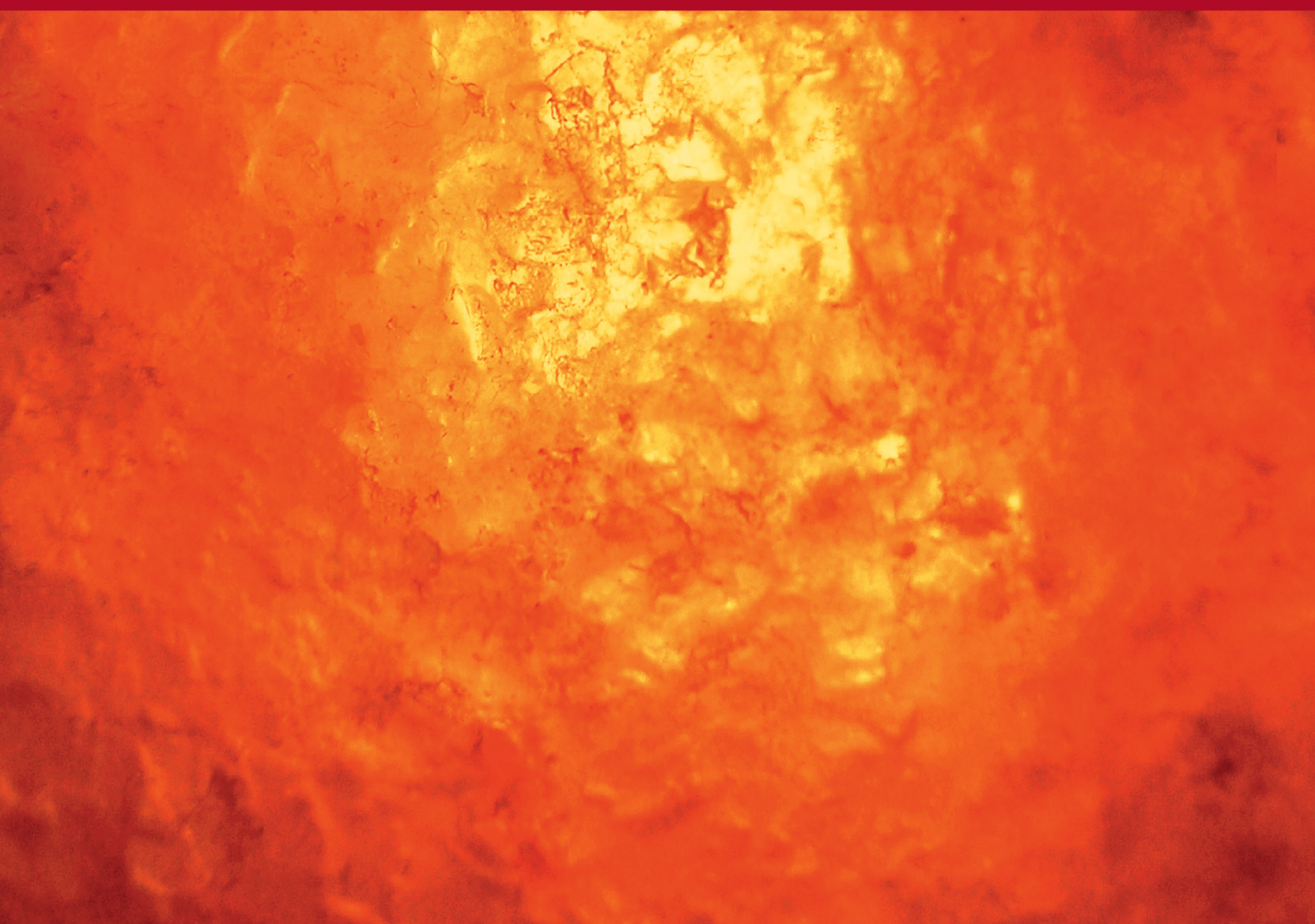
- Por otra parte, los incentivos concedidos tienen carácter singular derivado del tipo de proyectos objeto de ayuda, que son tecnologías con un escaso desarrollo en España y que necesitan del apoyo público para poder desarrollarse de una forma amplia.

Como se apuntó más arriba, el IDAE ha resuelto este pasado otoño la convocatoria susodicha, y en ella han resultado beneficiarios de ayudas 22 proyectos: 19 son solares fotovoltaicos y 3, hidroeléctricos. En total, 21,3 millones de euros en ayudas. 42,6 MW y 131,6 MWh de almacenamiento. Por tipología de infraestructura, 9 serán ejecutados en estaciones de depuración, tratamiento o potabilización de aguas, o desaladoras; 3 en vertederos clausurados o en funcionamiento; 5 en carreteras; 2 se inscriben en el marco de actuaciones de rehabilitación del espacio natural afectado por minería; 1 en un aeropuerto, 1 en un canal y 1 en un puerto. ■



GeoTHERM

expo & congress



Messe
Offenburg -
Ortenau

26th + 27th February
MESSE OFFENBURG

www.geotherm-offenburg.com



Antonio de Lara Cruz
Experto en gestión de I+D
y Energía
→ antoniolaracruz@gmail.com

Patriotas de salón

En España hemos terminado 2025 con un récord de producción eléctrica renovable, alcanzando el 56% del total nacional. Esto, supone cerca de:

- 150 TWh de energía de la mayor calidad, por ser electricidad, y de menor impacto ambiental, por ser renovable.

Modernas teorías sobre la evolución sugieren que, a la larga, son las especies que mejor aprovechan la calidad de la energía las que sobreviven, no las más fuertes:

- No es el león, es la cucaracha.

De manera similar sucederá en la era moderna a nivel nacional; los países que mejor consigan, aprovechen y gestionen la energía, tendrán muchos puntos para ser los que a la larga pervivan.

El historiador Ian Morris, en su libro ¿Por qué manda Occidente... por ahora? lo retrata muy bien, al presentar el inicio del predominio de Occidente sobre China, a mediados del siglo XIX, con la destrucción de su flota por la inglesa; esto, gracias a la mayor velocidad y maniobrabilidad de los barcos movidos por la energía del carbón, que los europeos sabían gestionar, frente a los de vela que era su tradición.

Eso, a pesar de que los chinos habían usado mucho antes el carbón de manera industrial y lo habían desechado sin darle continuidad. Pero:

- China, que no es solo el Partido Comunista Chino (PCCh), sino que es un país de raíces profundas, con una larga historia y con gran respeto a su tradición, debió aprender esa lección. Y cuando recientemente Europa se comprometió con las renovables, se lanzó de manera aplastante al desarrollo y modernización de su sistema energético y al dominio mundial de los recursos minerales con que se fabrican las renovables, incluyendo las baterías que las hacen gestionables.

Occidente también lo hizo, pero de manera suave, como se hacen las cosas aquí, donde todo está en permanente discusión, sin que eso asegure la buena dirección, pues existen poderes que manejan las corrientes de opinión.

Hasta que el nuevo líder de Occidente se percató de que en esto llevaba perdida la partida y jugando al corto plazo las desalentó, para volver a los hidrocarburos, donde su nación brilló, que por esto a su nación convenció y lo votó.

Para complementar la jugada desarrolló al país con mayores reservas probadas de energías fósiles del mundo que, para estar sometido a un desastre de dictadura, mejor lo hago yo —pensaría Trump—, y de paso me hago con sus tierras raras para un futuro posterior.

Europa en su conjunto es muy deficitaria energéticamente. Por lo que requerimos una gran importación de productos energéticos. Si esta se realiza a base de hidrocarburos, se necesitan barcos; si es con nuclear, su combustible, que por sus connotaciones requiere pesados y complicados convoyes; mientras que la tierras raras y otros elementos que no tengamos para la reposición de un sistema basado en renovables, se pueden reciclar como ha empezado a hacer Francia y lo que falte se podría transportar fácilmente.

Además, la generación distribuida, bien implementada, por definición es la más resiliente. Por lo que:

- La transición energética en la UE ya no es solo un proyecto para la lucha contra el cambio climático, sino de subsistencia como naciones libres en el nuevo contexto internacional.

Por lo que ya no se trata solo de instalar generación renovable, sino de asegurar a nivel europeo las cadenas de suministro de equipos del nuevo sistema energético; esto, con similar urgencia a lo que se está solicitando para la defensa.

Por eso en este inicio de año les pido a los políticos:

- Pactemos e incluso blindemos constitucionalmente este concepto ampliado de defensa europea.

Esto sí es patriotismo y no política de salón, pues estamos en una situación crítica y estos pueden ser dos grandes objetivos de cohesión.

Las futuras generaciones nos lo agradecerán.

Mientras, en España y en Europa ciertas corrientes políticas, emulando al poderoso o para llevar la contraria, aplauden la vuelta a lo fósil y a la disgregación.

Son los mismos que atacan la transición energética y se presentan como salvadores de su nación, cuando estratégicamente las renovables son las que, en caso de conflicto nos librarán, en este caso sí, de un continuo apagón.

.....
Modernas teorías sobre la evolución sugieren que, a la larga, son las especies que mejor aprovechan la calidad de la energía las que sobreviven, no las más fuertes
.....

Un billón de euros en eólica marina en los mares del Norte

Los jefes de estado y de gobierno y ministros de Energía de nueve naciones ribereñas de los mares del Norte han alcanzado en Hamburgo un acuerdo “para impulsar la expansión de la eólica marina”. Participan así mismo en este pacto multinacional (“Offshore Wind Investment Pact for the North Seas”) los operadores de los sistemas de transporte de electricidad (TSOs) y la industria eólica europea. Los gobiernos se comprometen a impulsar el despliegue de hasta 15.000 megavatios eólicos marinos al año entre 2031 y 2040 y a neutralizar los riesgos a la inversión en eólica marina (“de-risking offshore wind investments”).

Las nueve naciones firmantes son Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega y Reino Unido. La declaración, en la que también participa la industria eólica (WindEurope), incluye tres compromisos clave por parte de esta: la reducción de costes (en un 30% de aquí a 2040, en comparación con los niveles de 2025); la creación de 91.000 puestos de trabajo adicionales; y el desarrollo de actividad económica por valor de un billón de euros. Los firmantes del acuerdo ratifican su ambición de erigir hasta 300.000 megavatios de potencia eólica marina en los mares del Norte de aquí a 2050. ■

■ Sánchez anuncia la creación de un fondo soberano nacional e insiste en que “no vamos a frenar la apuesta por las renovables”

El fondo soberano España Crece estará dotado con una base de 10.500 millones de euros (que saldrán de los fondos Next Generation del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia); quiere movilizar más de 100.000 millones de euros adicionales a través de deuda privada e inversores; será gestionado por el Instituto de Crédito Oficial; y priorizará inversiones en diversos sectores, entre ellos, la energía, la reindustrialización y las infraestructuras. “Si los fondos NextGen fueron un ejercicio de soberanía europea, el Fondo España Crece será un ejercicio de soberanía nacional”, ha dicho el presidente, que plantea el nuevo fondo soberano como herramienta para “trascender el año 2026” y que “perdure en el tiempo” la apuesta por las renovables y la transformación energética.

El Fondo soberano España Crece nace, según ha explicado el presidente del Ejecutivo, para “extender el impulso reformista de los fondos europeos Next Generation, con el

objetivo de movilizar unos 120.000 millones de euros a través de deuda privada e inversores nacionales e internacionales”. Este vehículo, que gestionará el Instituto de Crédito Oficial (ICO), coinvertirá “siempre con el sector privado mediante préstamos, avales o instrumentos de capital”, priorizando los que el Gobierno califica de “sectores clave para mejorar la productividad de la economía española”. En este orden los cita: vivienda, energía, digitalización, IA, reindustrialización, economía circular, infraestructura, agua y saneamiento o seguridad.

En el marco del fin de los fondos Next Generation, que tiene lugar este año, Pedro Sánchez ha explicado que “queremos trascender al año 2026 y que las apuestas que estamos haciendo por la transformación energética, la transición digital, por el capital humano, y la reindustrialización en todos los territorios (...) perduren en el tiempo más allá de 2026 para dar continuidad a todas estas reformas”.

El jefe del Ejecutivo ha recordado que hay una “hoja de ruta clara y una apuesta sin precedentes por la transformación de nuestra economía, con ambición, valentía y diálogo”, una hoja de ruta que convierte “debilidades en ventajas”.

Así, se ha referido a los costes energéticos. La elevada cuota renovable del mix eléctrico nacional (próxima al 60% en 2025) ha abaratado el precio de la electricidad hasta el punto –ha señalado– de que España tiene una energía un 20% más barata que la media europea.

“No vamos a frenar la apuesta por las renovables y, por supuesto, hemos pactado con las empresas energéticas el cierre de las centrales nucleares y vamos a seguir esa línea, porque apostamos por una energía más barata y que cumpla con la transición energética para dejar un mundo habitable”. ■

MASTER IN RENEWABLE ENERGY IN THE MARINE ENVIRONMENT
REM PLUS(2)

EHU
Euskal Herriko Unibertsitatea
Universidad del País Vasco

UCC
University College Cork, Ireland
Colaiste na hOllscoile Corcaigh

Politecnico di Torino
International University

CENTRALE NANTES

Erasmus Mundus
Joint Master Degree

**MASTER IN
RENEWABLE ENERGY
IN THE MARINE
ENVIRONMENT**

master-remplus2.eu



María Prado
Coordinadora de
Campañas en
Greenpeace España.
Área de Clima, Energía
y Movilidad
→ maria.prado@
greenpeace.org
→ @Maria_PradoR

Vivienda y energía: la urgencia de vivir dignamente

¿Eres de la generación de personas propietarias o vives de alquiler? ¿Cuánto te cuesta vivir en tu casa? Estas preguntas definen hoy tu salud, tu tiempo y tu capacidad de soñar con el futuro. Y si repasas tus mudanzas, la cosa no cambia: buscas ubicación, precio, confort, salud o facturas de la luz llevaderas. Buscabas dignidad al fin y al cabo.

Desgraciadamente, la vivienda copa nuestras conversaciones porque supone una angustia colectiva que nos asfixia. Ideologías aparte, crecimos confiadas en que acceder a un hogar digno sería un rito natural, un derecho humano blindado. Pero la inacción política de décadas nos ha devuelto una realidad brutal: la financiarización de la vivienda.

Lo que debería ser un refugio es hoy un activo especulativo regido por un modelo que destruye nuestro bienestar. Ciudades robadas por la especulación, familias expulsadas o atrapadas en alquileres precarios. El problema se hace inaguantable. ¿Hasta dónde vamos a

permitir como sociedad que este modelo perverso devore este derecho humano básico?

El drama no acaba en el acceso. En tu casa convergen problemas que atenazan al planeta. Vivimos en un parque inmobiliario que es un vestigio del siglo pasado: casas viejas, mal aisladas, convertidas en "bombas climáticas" que devoran energía fósil, vacían nuestros bolsillos y nos exponen a frío y calor extremos, que incluso se cobran vidas.

La soberanía energética de un país rico en sol y viento está secuestrada por intereses especulativos que nos mantienen dependientes de oligopolios, en lugar de transformar nuestros edificios en generadores netos de energía limpia y gratuita.

Es evidente que este modelo no funciona: una casa no son solo cuatro ladrillos o un mero producto financiero. Urge recuperar su función social y dar un giro radical para:

1. Resignificar la palabra "digna": no basta con meter más casas en el mercado. Debemos abordar la calidad integral: salud, seguridad, funcionalidad, resiliencia y belleza como derechos, no como privilegios. Y urge corregir el desequilibrio territorial que asfixia las ciudades mientras mata a los pueblos y sus ecosistemas.

2. Garantizar por ley: las personas deben ir por delante de la avaricia. Necesitamos un marco legal que garantice que nadie elija entre comer o calentar su casa, fomentando espacios sostenibles que no arruinen a la gente ni al planeta. Proteger el derecho es hacerlo efectivo, no solo mencionarlo en mítines.

Si no queremos sufrir más DANAs, incendios de sexta generación o tormentas extremas, hay que actuar sobre sus causas (los combustibles fósiles que generan el cambio climático) y prestar atención a la energía que se consume tanto para construir como para mantener las viviendas. Urge rehabilitar lo que tenemos en vez de construir más, para no agotar un presupuesto de carbono que no nos sobra. Sería una irresponsabilidad climática. La prioridad absoluta debe ser rehabilitar para dignificar.

Rehabilitar es la herramienta más potente para lograr tres objetivos: generar empleo verde, bajar las facturas y reducir emisiones. Es la única vía real hacia la soberanía energética. No es un debate académico, es una urgencia social dramática.

Febrero y marzo serán determinantes. En febrero, la Semana Europea de Lucha contra la Pobreza Energética sacará a la luz nuestras cifras de la vergüenza. En marzo, toda Europa se movilizará reclamando un acceso justo a una vivienda digna.

Estamos en un punto de inflexión. Gobiérne quien gobierne, la vivienda no es un tema de partidos, es una crisis de derechos humanos. No necesitamos parches ni prórrogas; necesitamos política real, permanente y con visión de país que genere justicia social y climática.

Es hora de definir qué modelo de vivienda queremos. Es hora de abrir el debate, recuperar derechos y ampliarlos. No solo a cuatro ladrillos, sino a una calidad de vida con impacto positivo en nuestras vidas y entorno. Viviendas para todas, pero DIGNAS, en mayúsculas. Es hora de garantizar nuestro derecho a vivir.

¿Hasta dónde vamos a permitir como sociedad que este modelo perverso devore este derecho humano básico?

Davos le pone precio a España y Portugal

Un billón de euros de valor añadido y un millón de empleos de aquí a 2030. "España y Portugal pueden situarse a la vanguardia de la competitividad europea. Gracias a unas condiciones naturales que se traducen en una ventaja de costes en energías renovables de aproximadamente un 20% y a una sólida base en combustibles renovables, ambos países pueden reindustrializarse más rápido —apoyándose en una infraestructura robusta y profundas capacidades industriales— para impulsar el crecimiento económico y reforzar la autonomía estratégica".

Así suena el discurso que ha hecho la Iniciativa Ibérica de Industria y Transición Energética en la ciudad suiza de Davos, donde tiene lugar estos días la reunión anual del Foro Económico Mundial (World Economic Forum).

The Iberian Industry and Energy Transition Initiative, IETI, es una propuesta intersectorial encabezada por la consultora McKinsey & Company y secundada por ACS, EDP, Galp, Iberdrola, Moeve, Naturgy, Repsol y Técnicas Reunidas, y ha presentado en la Reunión Anual 2026 del Foro Económico Mundial, celebrada hace unos días en Davos, su "perspectiva actualizada sobre la contribución de la Península Ibérica a la competitividad europea a través de la reindustrialización impulsada por la transición energética".

"Iberia ya ha demostrado —ha dicho Miguel Stilwell, director ejecutivo de EDP— que la energía limpia puede escalar. La ventaja competitiva de Europa ya no vendrá de más regulación, sino de una ejecución más rápida: permisos ágiles, reglas estables y predecibles y redes modernas e interconectadas. Si acertamos en esto —ha añadido—, España y Portugal pueden convertirse en el ancla de industrias intensivas en energía y desbloquear hasta un billón de euros de valor de aquí a 2030, elevando el PIB en torno a un 15%, aumentando las exportaciones industriales en aproximadamente un 20% y creando cerca de un millón de empleos, en su mayoría cualificados". ■

NUEVO CATÁLOGO DE CUADROS DE FOTOVOLTAICA



- ✓ Cuadros para grandes plantas
- ✓ Cuadros para autoconsumo
- ✓ Cuadros para aisladas
- ✓ Cuadros para bombeos solares

CUADROS ELÉCTRICOS MONTADOS, CABLEADOS Y ROTULADOS



Instalación
más ágil y rápida



Calidad
y fiabilidad



Seguridad



Personalizados



Acércate a tu centro Saltoki más cercano
y consulta con nuestros comerciales

Obtén el cuadro necesario
para cualquier tipo
de instalación





Ana Barreira
Directora y fundadora
del Instituto Interna-
cional de Derecho
y Medio Ambiente
(IIDMA)
→ iidma@iidma.org

Los minerales críticos y los proyectos estratégicos en la UE

La transición energética dirigida a combatir el cambio climático, y la digital, junto con el rearme, han situado a minerales como el litio, cobre, níquel, cobalto y las tierras raras en el centro del debate geopolítico-económico.

Según la AIE, se espera que la demanda mundial de algunos de estos recursos aumente entre un 300% y un 400% para 2040. Estos factores han hecho que ciertos minerales se hayan empezado considerar como críticos, estratégicos o minerales para la transición. No se puede ignorar que la extracción y procesamiento de estos minerales generan impactos tanto sociales como ambientales, lo que requiere una actuación adecuada para evitarlos o reducirlos.

En 2024, la UE adoptó un reglamento para garantizar el suministro de las denominadas materias primas fundamentales, entre las se encuentran las que denomina materias primas estratégicas. Las primeras

son aquellas materias primas esenciales para la economía de la UE y que presentan un alto riesgo de interrupción del suministro, identificadas en el anexo II, en función de su importancia económica y del riesgo de suministro.

Las segundas son un subconjunto de las primeras, listadas en el anexo I, indispensables para las tecnologías que sustentan la autonomía estratégica de la UE, en particular en los ámbitos del clima, lo digital, la defensa y el espacio, además de estar expuestas a riesgos.

Los principales objetivos del reglamento sobre materias primas fundamentales son cinco: (1) no depender de un solo país más del 65 % del consumo anual de la UE de la materia prima estratégica en cuestión; (2) impulsar la producción europea, estableciendo objetivos de extracción (10%), procesamiento (40%) y reciclaje (25%) del consumo anual de materias primas estratégicas dentro de la UE para 2030; (3) acelerar los trámites para la obtención de permisos para proyectos estratégicos y facilitar la inversión en infraestructuras; (4) fomentar el reciclaje y la economía circular; y (5) reforzar las asociaciones internacionales, negociando acuerdos con países aliados para asegurar el suministro.

Los proyectos estratégicos

El reglamento para garantizar el suministro de las denominadas materias primas fundamentales establece los criterios y el procedimiento para el régimen de los proyectos estratégicos, que se ven favorecidos al agilizarse su tramitación.

Para ser declarados como tales, los proyectos estratégicos, entre otros requisitos, tienen que contribuir significativamente a la seguridad en el suministro de las materias primas estratégicas de la UE, deben ser técnicamente viables en un plazo razonable y se deben ejecutar de manera sostenible desde el punto de vista social y ambiental.

Además, si el proyecto se ejecuta en la UE, debe aportar beneficios transfronterizos más allá del Estado miembro en el que se ejecute. Si el proyecto se ejecuta en terceros países que sean mercados emergentes o economías en desarrollo, dicho proyecto debe ser mutuamente beneficioso.

Para obtener la declaración de proyecto estratégico, el promotor debe presentar una solicitud en las convocatorias realizadas por la Comisión Europea a tal efecto, presentando una serie de documentos para que puedan ser evaluados. En la evaluación de las solicitudes interviene el Comité Europeo de Materias Primas Fundamentales, compuesto por representantes de los Estados miembro, asesorando a la Comisión Europea.

Hasta ahora, la Comisión ha declarado estratégicos 47 proyectos (1 en Groenlandia, por cierre), 7 en España. Cuatro de ellos son de extracción: Aguablanca, en Extremadura (para explotar níquel, cobre, cobalto, y metales del grupo del platino); Las Navas, en Cáceres, y Mina Doade, en Orense (para explotar litio), y el Moto, en Ciudad Real (para explotar volframio). Dos de ellos son de extracción y procesamiento: Mina La Parrilla, en Extremadura, de volframio, y Cobre las Cruces, en Sevilla (cobre). Y uno, de reciclado de cobre, del grupo de metales del platino y níquel de la empresa Atlantic Cooper, en Huelva.

**Litio, cobre, níquel,
cobalto y las tierras
raras están en el centro
del debate geopolítico-
económico**

Extremadura perderá 26.000 millones de euros...

Perderá 26.000 millones de euros... si Almaraz opera más allá de la fecha de cierre acordada. Es una de las conclusiones que plantea el informe “Cierre nuclear y transición energética: el caso de Almaraz. Análisis de impactos económicos y ambientales”, que acaban de presentar en Madrid los investigadores Eloy Sanz (director de la Cátedra de Transición Energética de la Universidad Rey Juan Carlos) y Víctor García (Universitat Politècnica de Catalunya). Sanz y García sostienen que la incertidumbre por la extensión de la vida nuclear podría provocar “pérdidas de inversión en renovables de hasta 26.000 millones de euros hasta 2033, afectando al empleo, la industria y la competitividad del sistema eléctrico español”.

Pero el informe, que ha sido elaborado a petición de Greenpeace España, va mucho más allá. Los autores sostienen que hasta el 96,4% de la electricidad generada hoy por la central se puede cubrir con energías renovables “inmediatamente tras su cierre, sin comprometer la seguridad del suministro eléctrico, lo que desmonta el argumento –apuntan desde Greenpeace– de que cerrar Almaraz obligaría a quemar más gas.

Y al revés: no cerrar Almaraz “retrasaría de forma significativa la entrada de nueva capacidad renovable y de almacenamiento”. De momento, su operación –denuncian los autores– está propiciando el desperdicio de mucha energía renovable. “Con el cese de actividad de la Central Nuclear de Almaraz, parte de la energía renovable que antes no podía integrarse en el sistema, pasa a cubrir demanda. La reducción de excedentes implica 3,8 TWh adicionales integrables, aproximadamente el 25 % de la energía aportada por la C.N. de Almaraz”.

Más información:

→ es.greenpeace.org

DRIVING THE ENERGY TRANSITION

KEY – The Energy Transition Expo es el evento europeo más importante dedicado a las tecnologías, los servicios y las soluciones integradas para la eficiencia energética y las energías renovables en Italia y en la cuenca del Mediterráneo. Es el lugar ideal para destacar la aceleración de las políticas energéticas y climáticas, así como las oportunidades que se están abriendo en el mercado.

KEY

THE ENERGY TRANSITION EXPO

4 → 6
MARZO
2026

RECINTO
FERIAL
DE RÍMINI,
ITALIA

CONSIGUE
TU ENTRADA
GRATUITA



key-expo.com
#climatefriends

Organizado por

ITALIAN EXHIBITION GROUP
Providing the future

En colaboración con



Simultáneamente con





P A N O R A M A

Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2025

China 7 Estados Unidos 1

Breve, claro y conciso... como dicen que debe ser el buen lenguaje periodístico. China vuelve a vapulear a sus rivales. Siete a uno. Sin rodeos. Directo al grano: el gigante asiático ha creado 7,3 millones de puestos de trabajo en el sector de las energías renovables; Estados Unidos, 1,3. El balance –Energías Renovables y Empleo. Revisión anual 2025– lo acaba de publicar la Agencia Internacional de las Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, Irena), que deja sobre la mesa otro dato muy-muy relevante: Brasil ha creado más empleo en ese sector que los mismísimos States.

Antonio **Barrero F.**

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena son sus siglas en inglés) y la Organización Internacional del Trabajo (OIT) han publicado este mes de enero la última edición de su ya clásico *Renewable Energy and Jobs* (edición que lleva por subtítulo Revisión Anual 2025). El informe, de casi cien páginas, recoge datos correspondientes al año 2024 y, como principal resultado, destaca que el empleo en el sector ha aumentado en ese último ejercicio, con respecto al año anterior, un 2,3, hasta situar la masa laboral del sector REN (a escala global) en los 16,6 millones de puestos de trabajo (16,6 a 31 de diciembre de 2024). La lectura que los autores del informe hacen sobre ese porcentaje (+2,3), en principio positiva (en tanto en cuanto continúa el crecimiento), no obvia sin embargo ciertos grises. “El empleo en el sector de las energías renovables –reconocen– registra su “primera desaceleración”, pese al crecimiento mundial del despliegue de nueva potencia renovable.

El informe señala como las dos causas principales de esa desaceleración el “creciente impacto de las fricciones geopolíticas y geo-económicas” y la también “creciente automatización”, que coloca hoy en cada eslabón de la cadena del sector de las energías renovables a menos mano de obra de la que ayer necesitaba.

“El crecimiento del empleo se ha visto moderado –concretan las autoras del informe– por las economías de escala; la automatización y otras formas de innovación tecnológica; el ‘exceso’ de capacidad de fabricación de equipos; y los cuellos de botella de las redes eléctricas, que han propiciado una reducción de la generación de electricidad”.

En el capítulo de lastres, *Renewable Energy and Jobs* también destaca otro factor: el acceso no equitativo.

“Las mujeres –dice el informe– siguen enfrentándose a obstáculos para acceder al mercado laboral y progresar en su carrera profesional”, problema que también padecen otros colectivos, como las personas con discapacidad. “Hacer de la equidad una realidad para todos y todas –advierte Irena– permitirá al sector de las energías renovables acceder a una reserva de talento más amplia”.

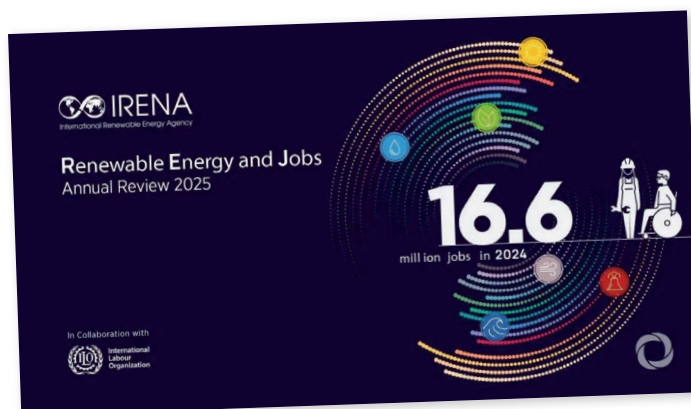
■ Otro asunto clave

Los números del crecimiento –se apunta por otro lado– son (geográficamente) muy desiguales, “como en años anteriores”. China sigue siendo el actor dominante, tanto en el despliegue de capacidades de generación como en la fabricación de equipos, “debido, principalmente, a sus cadenas de suministro integradas a gran escala que producen equipos a precios inigualables”.

Irena y la OIT estiman así que en 2024 China ha creado 7,3 millones de empleos en energías renovables, “es decir, el 44% del total mundial”. A años luz de ese guarismo se sitúa, en segundo lugar, la Unión Europea (UE), que ha producido 1,8 millones de empleos en el sector, prácticamente los mismos que produjo en 2023.

En el tercer cajón del podio está Brasil. La gran nación del sur de América (213 millones de habitantes) ha creado 1,4 millones de puestos de trabajo en el sector de las energías renovables, y se sitúa por delante de la inmensa India (1.444 millones de personas) y de los Estados Unidos, que se apuntan 1,3 y 1,1 millones de nuevos empleos REN, respectivamente.

“Los desequilibrios en otras partes del mundo –explica el informe– reflejan





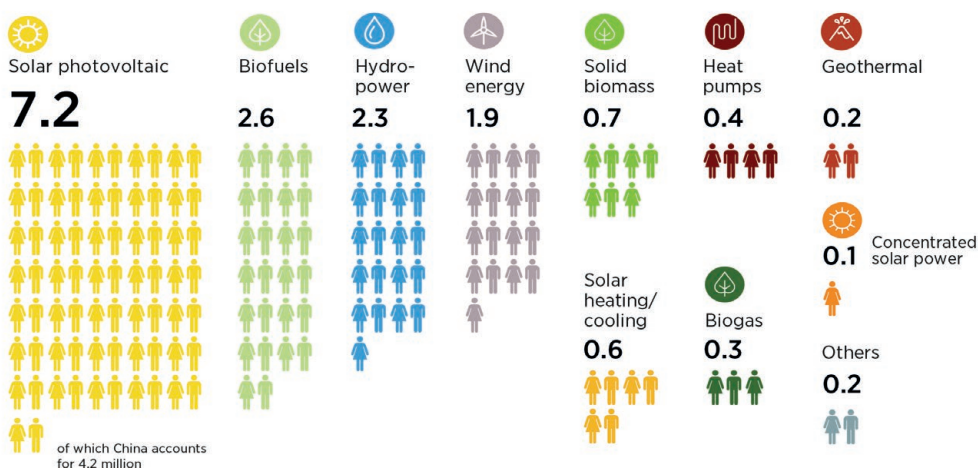
Francesco La Camera,
director general de Irena

«El despliegue de las energías renovables está en auge, pero el lado humano de la historia es tan importante como el tecnológico. Los gobiernos deben situar a las personas en el centro de sus objetivos energéticos y climáticos mediante políticas comerciales e industriales que impulsen las inversiones, creen capacidad nacional y desarrollen una fuerza laboral cualificada a lo largo de la cadena de suministro. El desequilibrio geográfico del crecimiento del empleo nos recuerda que debemos volver a poner en marcha la colaboración internacional. Los países rezagados en la transición energética deben recibir el apoyo de la comunidad internacional. Es esencial no sólo para que podamos cumplir el objetivo de triplicar la capacidad de energía renovable para 2030. A medida que los beneficios socioeconómicos se conviertan en realidades vividas por todos, también podremos apuntalar el apoyo popular a la transición»

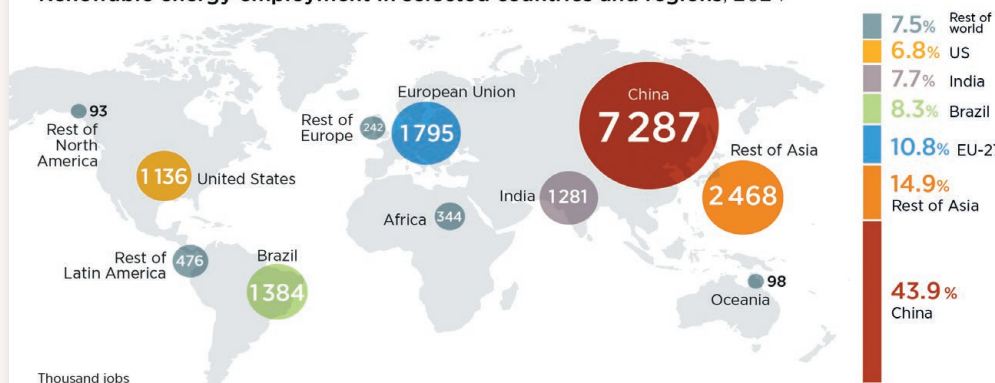
El empleo en el sector de las energías renovables, por tecnologías, en millones de puestos de trabajo.

Las energías renovables emplean a 16,6 millones de personas en todo el mundo, según *Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2025*

Renewable energy employment by technology (million jobs)



Renewable energy employment in selected countries and regions, 2024



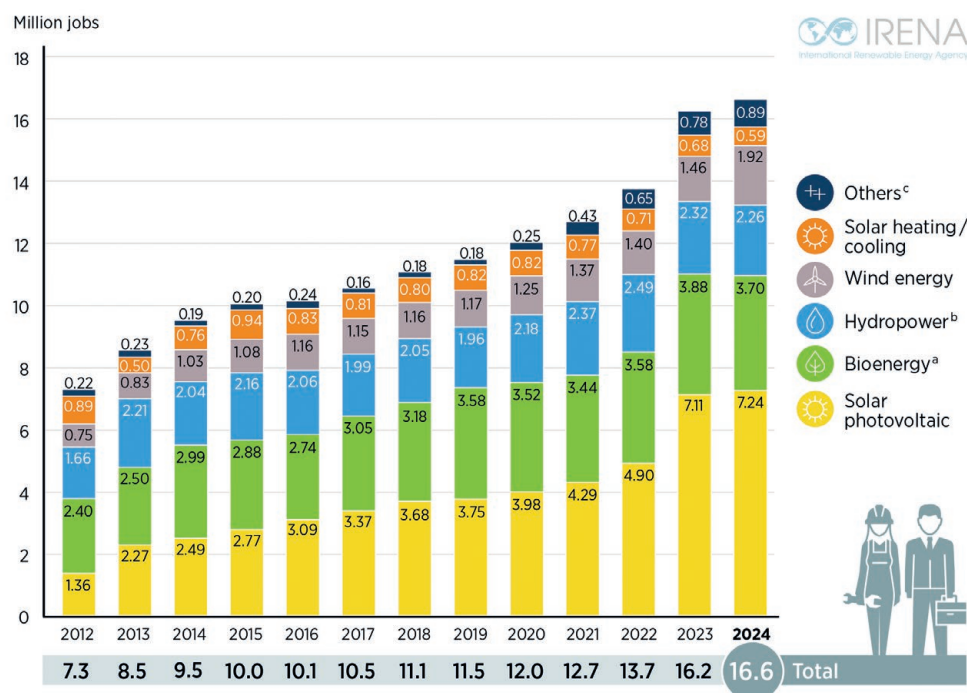
no solo niveles divergentes de compromiso e inversión, sino también una capacidad de actuación desigual, dada la variabilidad de las estructuras industriales y de las cadenas de suministro, las dependencias tecnológicas y la disponibilidad de mano de obra cualificada».

■ Por tecnologías

La energía solar fotovoltaica (FV) continúa en lo más alto de la tabla clasificatoria, debido –apuntan las autoras del informe– a la “continua y rápida expansión” de las fábricas de paneles. La industria FV ha creado 7,3 millones de empleos en 2024. Y ahí vuelve a ganar Oriente. Los países asiáticos se han anotado el 75% de los empleos



Evolución del empleo en el sector renovable a escala global, por tecnologías (2012-2024)



(a) Incluye biocombustibles líquidos, biomasa sólida y biogás

(b) Solo empleo directo

(c) Otras incluye geotermia, termosolar (concentrated solar power, CSP), bomba de calor (geotérmica), residuos urbanos e industriales y energías marinas.

fotovoltaicos del mundo, con China a la cabeza, con 4,2 millones de empleos.

Los biocombustibles líquidos siguen a la energía solar fotovoltaica con 2,6 millones de puestos de trabajo en 2024, de los cuales un 46,5% se generaron en Asia. La energía

hidroeléctrica ocupa el tercer lugar, con 2,3 millones de empleos, y la eólica le sigue con 1,9 millones.

Más allá de las cifras, esta edición del informe anual subraya la necesidad de una mayor inclusión y equidad en la fuerza laboral de las energías renovables. “Una transición justa –explican desde Irena– exige que ningún grupo de población –como las mujeres y las personas con discapacidad– quede al margen”. Sin embargo, a día de hoy –advierten–, el potencial de ambos grupos sigue infrutilizado, “lo que exige una acción deliberada, polifacética y sistémica (...)”. El futuro energético basado en las energías renovables debe configurarse con talentos y perspectivas diversos”.

Conclusiones

Esta es la duodécima edición del *Renewable Energy and Jobs* de Irena, y la quinta edición desarrollada en colaboración con la Organización Internacional del Trabajo,

que ha contribuido especialmente con el capítulo del informe dedicado a la inclusión de personas con discapacidad.

La conclusión principal a la que han llegado ambas organizaciones es que, para impulsar la inclusión y la equidad

Lo que producen todos esos trabajadores y trabajadoras

El parque de generación renovable global alcanzó a finales de 2024 (último dato consolidado) los 4.443 gigavatios de capacidad de generación, según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena). El sector se anotó en ese curso nada más y nada menos que 584 gigas de nueva potencia, guarismo hoy top histórico: nunca antes el mundo instaló tanto gigavatio renovable en doce meses. Como en años anteriores –explican desde *Renewable Energy and Jobs*– se registraron “significativas disparidades geográficas”. El grueso del crecimiento ha tenido lugar en Asia, y particularmente en China. El gigante de Oriente se ha anotado él solo dos tercios de la instalación global de nueva potencia. En las antípodas, África, Eurasia, Centroamérica y el Caribe apenas han representado “en conjunto” el 2,8% de la adición total de potencia renovable en el año 2024.

Por tecnologías, la solar fotovoltaica (FV) y la eólica ganan por goleada la partida. Entre ambas se han anotado el 97,5% de la nueva potencia neta añadida. Alrededor de 453 gigavatios de FV fueron instalados en los doce meses del 24, guarismo que supera ampliamente el anterior top del sector, 357 gigas (registrado un año antes, en 2023). Así las cosas, el parque FV global, a 31 de diciembre de 2024, medía 1.859 gigavatios de potencia, según Irena.

Los números eólicos son mucho menores, pero así mismo positivos. El sector instaló en ese último curso consolidado hasta 114 gigas y ha situado el parque global eólico (a 31 de diciembre del 24) en los 1.133 GW. La eólica ha presentado en todo caso dos caras: la terrestre ha instalado más que nunca en un año, pero la marina ha registrado una cierta desaceleración que los expertos no consideran particularmente preocupante (los proyectos marinos tardan más en madurar, dada su complejidad, y suele haber años cima seguidos de años con menos inauguraciones y viceversa, pero siempre con la tendencia al alza).



en el empleo en el sector renovable, hay que construir “marcos políticos sostenidos e integradores” que incluyan, entre otras cosas, “educación y formación accesibles”.

Irena y la OIT destacan la importancia crucial del sector privado en la transición energética, pero abogan por un mayor papel del sector público para desarrollar cadenas de suministro nacionales y una fuerza laboral más inclusiva. Al final de su informe se preguntan explícitamente: “¿se puede esperar que una transición impulsada principalmente por empresas privadas —es decir, con fines lucrativos— logre objetivos que redunden en el bien público mundial?”.

■ Y proponen una respuesta

“Una estrategia que se centre exclusivamente en el sector privado está abocada a descuidar muchos de estos aspectos, con el consiguiente riesgo de fracasar. No se puede subestimar la importancia de las políticas públicas. Tanto la urgencia climática como el objetivo de una transición inclusiva implican la necesidad de un papel mucho más destacado del sector público (tanto de los gobiernos como de la sociedad civil) a la hora de orientar la transición energética, garantizando así que las inversiones y la propiedad de los activos energéticos reflejen las

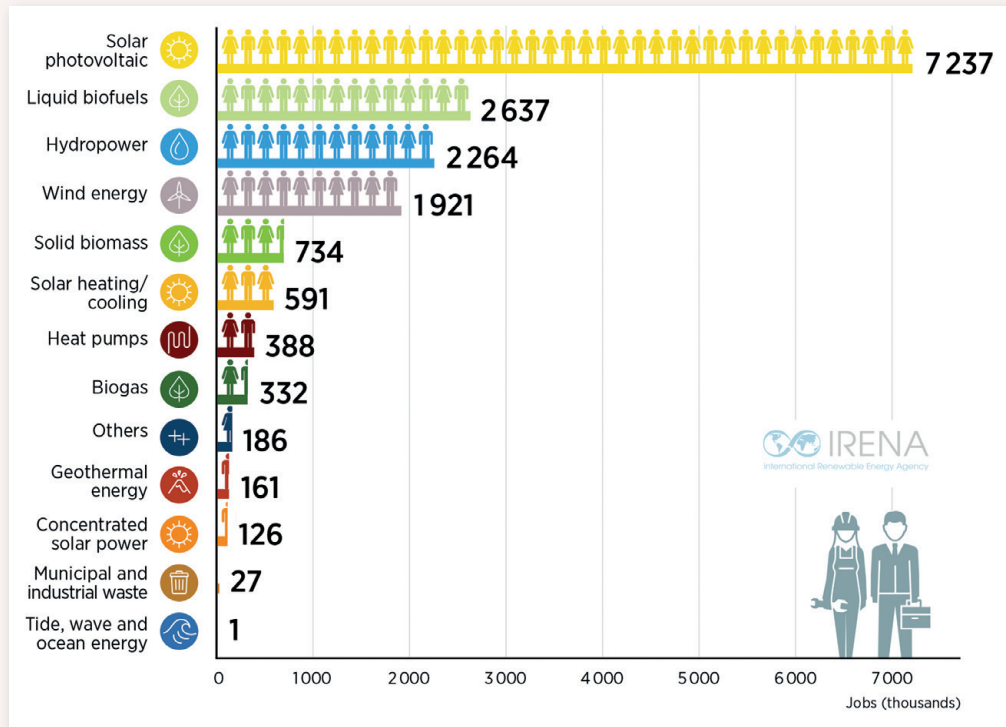
En 2024, el 70,5% de la potencia eólica nueva y el 61,5% de la nueva fotovoltaica han sido en China. El gigante de Asia tiene así el 46% del parque eólico global y el 48% del FV, respectivamente (capacidad acumulada). Allende China, el sector fotovoltaico sigue muy dinámico, hasta el punto de que ha añadido en el 24 el doble de potencia que en 2020. La mirada (ojo) se torna menos luminosa si el sector observado es el eólico. Según Irena, la instalación de nueva potencia eólica fuera de China ha caído a niveles de 2016.

Sea como fuere, y, según las Estadísticas de Irena (a 31 de diciembre de 2024, último dato consolidado), el mundo cuenta o contaba con 1.866 gigavatios de potencia solar fotovoltaica instalados; 1.277 GW de hidráulica; 1.133 gigas de eólica; 151, de bioenergía; quince gigas de geotérmica; y uno de energías marinas. Así las cosas, la capacidad renovable instalada (46,2%) tenía ya en esa fecha a tiro de piedra a la capacidad fósil (47,3%). Es decir, que 2025 habrá sido muy probablemente el año del sorpasso.

“Con las energías renovables alcanzando a los combustibles fósiles en porcentajes de capacidad instalada (46,2% de energías renovables frente al 47,3% de combustibles fósiles), los argumentos a favor de las energías renovables como una inversión inteligente que crea empleo e impulsa el crecimiento sostenible son cada vez más sólidos”, apuntaban desde Irena hace solo unos meses (y un último dato: solo el 4,2% de la potencia global de generación de electricidad es nuclear).

Empleo en el sector de las energías renovables a escala global, 2024 (las unidades expresan millones)

Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2025



necesidades públicas fundamentales y dando voz a las diversas necesidades, ideas, talentos y puntos de vista”.

■ Credenciales

La International Renewable Energy Agency (Irena), de la que acaba de marcharse Estados Unidos, es la mayor agencia intergubernamental “para la transición energética basada en las energías renovables” del mundo. Está integrada por 170 países y la Unión Europea, y tiene ahora mismo 14 países en vías de adhesión. Su objetivo es proporcionar “conocimientos, asistencia técnica y desarrollo de capacidades, así como facilitación de proyectos e inversiones”. Estados Unidos acaba de abandonarla.

La Organización Internacional del Trabajo es la agencia de las Naciones Unidas para el mundo del trabajo. Reúne a gobiernos, empleadores y trabajadores “para impulsar un enfoque centrado en el ser humano para el futuro del trabajo a través de la creación de empleo, los derechos en el trabajo, la protección social y el diálogo social”.

Más información

→ irena.org

→ oit.org



E N T R E V I S T A

Raúl García Brink

*Consejero de Área de Medio Ambiente, Clima, Energía y Conocimiento
del Cabildo de Gran Canaria*

“El desarrollo de la eólica marina en Gran Canaria es fundamental”

Antonio Barrero F.

La Federación Europea de Agencias y Regiones para la Energía y la Naturaleza (que reúne a más de 80 agencias de 25 países de la Unión) ha galardonado al consejero de Medio Ambiente, Clima, Energía y Conocimiento del Cabildo de Gran Canaria, Raúl García Brink, con el premio Roger Léron 2025 (categoría *Outstanding Achievement Award*, al logro sobresaliente). Por eso está aquí. Y porque el Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria, entidad que conduce Brink, tan singular como multidisciplinar (ya verán), acaba de cumplir diez años. Y porque no es frecuente que un filósofo, y ecologista, lleve ya tanto tiempo como el susodicho en primera línea de la política luchando por la transición energética y contra el cambio climático. Esto es lo que nos ha contado.

■ **¿Qué hace un licenciado en Filosofía y Letras en un sitio como este?**

■ Sí, efectivamente, durante muchos años fui profesor de Filosofía. Y la verdad es que para mí fue un gustazo pasar, de alguna manera, de la metafísica a la realidad. Yo siempre estuve muy interesado en el pensamiento político verde. Enfocaba mis clases hacia lo que es la filosofía de la sostenibilidad y, en su momento, di charlas en la Universidad de Verano de Maspalomas a aquellos profesores que tenían interés en la educación para el desarrollo sostenible. Y... después... Vamos a ver, yo creo que el ser licenciado en Filosofía te da una visión de conjunto quizá más amplia. Pero además es cierto que yo también venía de la gestión.

Yo empecé siendo profesor, pero al poco tiempo ya estaba en tareas de gestión dentro de mi centro escolar. Y, al final de mi trayectoria, prácticamente... yo era jefe de estudios, pero en realidad era un director de proyectos de innovación en mi centro y, de alguna manera, ya venía también con esa visión de intentar mejorar la gestión pública... Muchas veces parece que tenemos instituciones del siglo XX para el siglo XXI, estructuradas para responder a demandas de un mundo que ya pasó. Y creo que lo que exige la ciudadanía y lo que exige el mundo global en el que vivimos ahora es precisamente un estado emprendedor, cito a Mariana Mazzucato, un estado activo capaz de trabajar también por supuesto con el sector privado y

capaz de afrontar y resolver los retos, que son muchos, que tiene este siglo XXI.

■ **Brink entra en el Cabildo en el 15 y el Cabildo alumbra casi inmediatamente el denominado Consejo Insular de la Energía...**

■ Sí, fundamos en seguida el Consejo Insular de la Energía, que es un ente público empresarial local, que se ha dedicado, desde el año 2016, cuando empezamos a contratar a sus primeros trabajadores, a trabajar por la transición energética y la lucha contra el cambio climático. El impulsor, el que le puso nombre al Consejo, es nuestro presidente, Antonio Morales [Nueva Canarias]. Morales venía ya con una trayectoria de treinta y tantos años de alcalde en un municipio [Agüimes] en el que había apostado, ya desde los 90, por la sostenibilidad. Y, bueno, nosotros intentamos convertirnos en la mejor herramienta posible para desarrollar las ideas y las políticas de nuestro presidente. El Consejo Insular de la Energía es una especie de dinamizador de la lucha contra el cambio climático, de la transición energética, y yo he intentado no ver la vida pasar desde el balcón de la institución... Lo que he intentado desde un principio es cambiar la realidad.

■ **Y por lo visto lo está haciendo. O lo están haciendo. Lo digo porque acaba de recibir el prestigioso premio Roger Lerón, que promueve la Federación de Agencias y Regiones de la Energía y la Naturaleza de Europa, Fedarene. ¿Por qué ha sido premiado?**

■ Bueno, el premio Roger Lerón es un premio que intenta reconocer a personas que han estado realizando una labor dentro del sector de la transición energética. Hay un premio, por ejemplo, que está dedicado a los más jóvenes. Y a mí me dieron el premio para los maduritos, vamos a decirlo así, para los que ya teníamos una cierta trayectoria. Para mí ha sido un auténtico honor, pero en el fondo es un premio al Cabildo de Gran Canaria, y sobre todo al equipo que tengo el placer de dirigir.

Cuando llegamos al Cabildo no existía aquí ningún departamento de energía dedicado a las energías renovables ni al cambio climático. Partimos de cero y, a partir de ahí, hemos ido construyendo una estructura que hoy le puedo decir que, en 2025... podemos haber licitado en renovables, no sé, más de 30 millones de euros. Vamos, que tenemos un departamento consistente, con unos técnicos con mucha experiencia.

Y estos premios lo que reconocen en el fondo es un trabajo colectivo, en este caso de un equipo muy potente que tengo detrás, donde hay ingenieros, jurídicos, economistas, graduados en ciencias ambientales... La verdad es que tenemos un equipo



«Donald Trump en Estados Unidos está cortando los proyectos eólicos marinos, y yo creo que eso va a repercutir positivamente en Europa. Y creo que tenemos que aprovechar ese tren que va a empezar a pasar por delante de nosotros»

multidisciplinar muy interesante, que nos permite desarrollar todo este trabajo. Yo solamente soy la punta de lanza, la cara pública y visible, el responsable último y coordinador de este equipo. Y estos premios lo que reconocen es la labor del equipo que uno coordina.

■ Acaba de ser nombrado además vicepresidente de Fedarene para Redes y Flexibilidad. Cuénteme...

■ Sí, me han propuesto y he sido nombrado efectivamente responsable de la vicepresidencia de Redes y de Flexibilidad, entre otras cosas porque vivo en un territorio fragmentado, que ha sufrido y sufre apagones desde hace ya bastante tiempo, un territorio donde existe saturación en el 75, en el 80% de los nodos, por lo tanto, un territorio donde la transición energética se hace muy complicada, porque en muchas ocasiones pides un punto de conexión y no te lo dan; un territorio en el que, además (por ejemplo este verano pasado, en los meses de junio y julio), hemos tenido un 25% de vertidos, lo cual hace complicado también el que nuestros promotores puedan cumplir con sus planes de negocio, puesto que no se les remunera esa energía que no se puede introducir dentro del sistema energético. Por lo tanto, para nosotros, la flexibilidad y la red son fundamentales. Sin una red en condiciones es imposible la transición energética.

■ ¿Y almacenamiento?

■ Claro, sin almacenamiento no hay transición energética. Estamos ahora construyendo el Salto de Chira, esa instalación de hidrobombeo de 200 megavatios (que está en un 50% de ejecución) que nos va a permitir aumentar de manera considerable nuestra penetración de renovables, pero tenemos muchísimos proyectos en marcha de baterías en este momento en el Cabildo. Estamos terminando nuestra primera gran batería en un polideportivo, pero hay muchísimas otras –recalco– ahora mismo en marcha. Estamos también empeñados en avanzar en el hidrobombeo de ciclo abierto.

■ ¿Hidrobombeo de ciclo abierto?

■ Sí, en nuestra Agenda de Transición Energética tenemos proyectadas tres o cuatro instalaciones de hidrobombeo de ciclo abierto, porque también eso nos va a permitir poder llegar a la descarbonización. Si no, va a ser bastante complicado. El hidrobombeo de ciclo abierto, que se ha estado utilizando por ejemplo en Japón, consiste en ubicar un embalse lo más cerca posible de la costa y, cuando me sobra energía, bombeo agua salada, y cuando al sistema le hace falta energía, pues turbino ese agua y la devuelvo al mar.

■ Y entiendo que no hace falta desalar el agua...

■ No, claro. Son proyectos más baratos, con menos obra, menos infraestructura, pero que nos permiten disponer también de una serie de instalaciones de almacenamiento con mucha capacidad, que es lo que necesita la isla.

■ Y entonces hay varios proyectos de hidrobombeo de ciclo abierto en la isla...

■ De momento tenemos algún proyecto. Y lo que estamos haciendo ahora, no puedo ser muy explícito... es constituir una empresa (estamos en ese proceso, un proceso complejo, porque somos muchos socios) con una empresa española, multinacional, y con seis o siete empresas locales. Ya tenemos el ejemplo de la geotermia profunda, donde también hemos montado una empresa de carácter público-privado, con una firma británica que se dedica a los sondeos y con dos empresas locales, una que se dedica a la construcción y las renovables, y otra que es experta en temas de agua y medioambientales. Nosotros no solo tenemos el discurso de que hay que promover las iniciativas público-privadas, lo llevamos a la práctica.

■ Gran Canaria quiere ser una ecoisla. Es el mensaje que, desde hace ya mucho tiempo, preside el discurso del Cabildo. ¿Qué es una ecoisla?

■ El concepto de ecoisla es un concepto que desarrolla Antonio Morales, y que lanza durante la campaña electoral del año 2015. Es un concepto complejo, que ha ido creciendo y ha ido madurando a lo largo de estos diez años. Entendemos que una ecoisla debe apostar por la soberanía alimentaria, hídrica y energética.

■ Vamos a la energía.

■ El Cabildo, a través del Consejo Consular de la Energía, tiene en estos momentos cerca de siete megavatios de fotovoltaica en funcionamiento, pero es que, en breve, con todos los proyectos que tenemos en marcha, vamos a triplicar esa cifra. Más: tenemos clarísimo que allá por marzo o abril llegaremos a los 100 puntos de recarga de vehículos eléctricos en la isla. Yo creo que pocas instituciones, desde luego aquí en Canarias ninguna, y no sé si en España... pocas instituciones públicas podrán decir a día de hoy que tienen 100 puntos de recarga distribuidos por todo el territorio de su competencia. Además, me gustaría destacar que, aparte de las ayudas que da el Gobierno de Canarias, en el Cabildo por supuesto tenemos nuestras propias líneas de subvenciones para desarrollar proyectos de autoconsumo fotovoltaico en viviendas, en pymes, y por supuesto también para la movilidad eléctrica. Lo que no cubre el Plan Moves, que son los pequeños vehículos eléctricos (para las personas con movilidad reducida, bicicletas eléctricas...), ahí está el Cabildo, siempre, al lado de aquellos ciudadanos que quieren pasarse a la movilidad personal eléctrica. Nosotros, más allá del Plan Moves, estamos cubriendo con ayudas esos nichos.

■ ¿Cómo está el panorama grancanario en materia de comunidades energéticas?

■ Pues en estos momentos tenemos legalizadas en la isla unas 15 comunidades energéticas, y estamos desarrollando cuatro proyectos



[Sobre las tramitaciones del autoconsumo]
«Hay muchos problemas burocráticos. Yo creo que en España hay que hacérselo mirar un poco a ese nivel. Comercializadoras, distribuidoras... Tiene que haber un cambio radical, y un alineamiento con la transición energética mucho más claro que el que hay ahora mismo»

muy potentes. El más potente, en la ciudad de Las Palmas, en la capital, concretamente en el barrio de Siete Palmas, donde estamos desarrollando 25 instalaciones en 11 edificios, con más de un megavatio de potencia, y donde tenemos solicitados cinco edificios más, con una nueva subvención que viene del Gobierno de Gran Canaria. Estamos desarrollando también una comunidad energética en la zona turística, en Playa del Inglés, y también estamos trabajando en dos zonas industriales.

Estamos muy implicados. Hace poco salió, por ejemplo, una convocatoria de unos 100 millones de euros del Gobierno de Canarias para desarrollar actuaciones de energías renovables y almacenamiento en zonas antropizadas, en aparcamientos, canchas, etc. Y yo diría que más del 50% de todos los proyectos han sido obtenidos por este Cabildo, lo cual quiere decir que somos muy proactivos en todo esto. Y también a escala europea. Por ponerle un ejemplo, en la última convocatoria Horizon Life, nos hemos presentado con tres propuestas Horizon y dos propuestas Life.

■ ¿Qué le hace falta al autoconsumo para retomar impulso?

■ Hay todo un conjunto de factores disuasorios. Yo, por ejemplo, conozco pequeños empresarios que han colocado 120 kilovatios, y ya ha pasado un año y medio y todavía no se han podido enganchar a la red. Para empezar, hay muchos problemas burocráticos. Yo creo que en España hay que hacérselo mirar un poco a ese nivel. Comercializadoras, distribuidoras... Tiene que haber un cambio radical, y un alineamiento con la transición energética mucho más claro que el que hay ahora mismo. Y después hay que facilitar el acceso a las subvenciones, que muchas veces se cobran tarde, o se cobran mal. Nosotros, como Cabildo, estamos tardando unos ocho meses más o menos en pagar nuestras subvenciones, pero hay otras instituciones que tardan dos años, o dos años y medio, y ya no les cuento el Plan Moves y los vehículos eléctricos.

■ La Plataforma Oceánica de Canarias (Plocan), que se encuentra en su isla, es una plataforma tecnológica, gestionada por un consorcio Gobierno central-Gobierno autónomo, que es hoy por hoy toda una referencia mundial en eólica flotante. Hace solo unos días, su presidente, Antonio Morales, publicó sin embargo un artículo muy duro en el que alertaba sobre su “infrafinanciación estructural deliberada”. Morales denunciaba entre otras cosas que “la masa salarial de la Plataforma Oceánica de Canarias permanece estancada desde, al menos, el año 2014”. Cuénteme, por favor...

■ Nosotros lo que hemos intentado es encender una luz roja de aviso. Lo que decimos es que hay que arreglar tanto los problemas estructurales del edificio que alberga la Plocan, como su financiación, para que pueda afrontar el futuro con garantías. La congelación salarial que sufre la Plataforma hace imposible retener talento. El Cabildo de Gran Canaria está absolutamente convencido de que Plocan es una plataforma tecnológica clave para el futuro de Gran Canaria, entre otras cosas, por las energías marinas. Y, sin embargo, la sensación que nos da es que tanto el Estado como el Gobierno de Canarias no apuestan lo suficiente por esta Plataforma.

Otro asunto que también nos preocupa es que no estamos, como Gobierno insular, dentro de la institución. Como sí lo están, por ejemplo, los Cabildos de Fuerteventura y La Palma en el del Instituto Astrofísico de Canarias. Y creemos que este tipo de plataformas tecnológicas y científicas se construyen también con la participación de las instituciones que están en el territorio donde desenvuelven su actividad. Esto lo llevamos 9 años pidiéndolo. Hemos enviado la solicitud al Ministerio, al Gobierno de Canarias, han ido pasando diferentes colores por el Gobierno y hasta ahora no hemos recibido respuesta. Nosotros no queremos siquiera tener voto. Queremos simplemente participar, conocer los proyectos de la Plocan, para alinearnos con ellos, del mismo modo en que participamos también en órganos de otras instituciones, de la I+D+i, que también están en nuestra isla.

En fin, que consideramos que lo lógico es que estemos ahí, entre otras cosas, porque también nosotros financiamos proyectos, financiamos investigación, y, entre otras cosas, para poder alinearnos y generar sinergias entre el Cabildo y la Plocan.

■ El Ministerio para la Transición Ecológica ha impulsado un concurso para autorizar nueva potencia de generación térmica (302 megavatios) en su isla con el fin de asegurar el suministro. Y ustedes dicen que el diseño de la propuesta del Ministerio responde a un modelo pensado para sistemas con pocas renovables, “un enfoque que ya no encaja con la situación actual de Gran Canaria”.

■ Así es. Creemos que en pleno siglo XXI deberíamos tener unos equipos térmicos preparados para una mayor penetración de energías renovables en el futuro. Y no solo de energías renovables sino también de almacenamiento. Tenemos muchísimos problemas ya en la isla. Hay meses en que tenemos un 25% de vertidos de energías renovables, electricidad que se tiene que tirar a la basura, literalmente. Y eso es inaceptable.

Y a medida que va aumentando el nivel de penetración de renovables, aumentan los vertidos, porque los equipos térmicos son poco flexibles. Hipotecar el futuro energético de la isla durante 25 años simplemente porque los equipos no son lo suficientemente flexibles no es de recibo, y por eso hemos pedido al Ministerio que reconsidere al menos una parte del resultado de ese concurso. Lo que nos ha sorprendido, en todo caso, cuando leíamos los pliegos de condiciones... es que nos daba la sensación de que era un concurso más basado, y entiéndaseme bien lo que quiero decir, en el siglo XX que en el XXI.

Tenemos que mirar hacia un futuro descarbonizado, y por lo tanto todo lo que se licite y se contrate a partir de ahora tiene que ser tecnología lo más compatible posible con las energías renovables, y los equipos tienen que tener la flexibilidad suficiente como para facilitar esa transición energética hacia la descarbonización.

■ ¿La alternativa hubiesen sido quizá sistemas de almacenamiento en baterías?

■ No se ha considerado para nada. Y nosotros entendemos que a lo mejor se tenía que haber considerado esta opción.

■ ¿En qué situación se encuentra la eólica marina en Canarias?

■ El desarrollo de la eólica marina en Canarias es fundamental, sobre todo en Gran Canaria. En nuestra Clean Energy Agenda, elaborada hace poco más de un año, exponemos con claridad que no va a haber transición energética si no disponemos de 1.200 megavatios eólicos marinos aproximadamente. Hay un proyecto para sacar a subasta un primer parque eólico marino flotante. Será un parque de unos 240-250 megavatios en su primera fase, y estamos esperando, desde el año 2022, aproximadamente, a que el gobierno central mueva ficha. Además, se da la circunstancia de que, en Gran Canaria, tenemos la suerte de que, desde el principio, han estado alineados todos los sectores: municipios, Cabildo, sector privado, portuario, en fin... Yo creo que hay un consenso total con respecto a la eólica marina.

Y nosotros estamos absolutamente convencidos de que es absolutamente necesaria. Pero necesitamos también que el Gobierno y el Ministerio para la Transición Ecológica hagan lo que tienen que hacer, que es poner todo este procedimiento en marcha. Ahora mismo, Donald Trump en Estados Unidos está cortando los proyectos eólicos marinos, y yo creo que eso va a repercutir positivamente en Europa. Y creo que tenemos que aprovechar ese tren que va a empezar a pasar por delante de nosotros. Por lo tanto, espero y deseo que, en breve, la ministra Sara Aagesen presente públicamente todo ese procedimiento para que la energía eólica marina sea una realidad en el año 2029-2030.

■ Vamos acabando: ¿es usted ecologista?

■ Yo me considero ecologista.

■ ¿Es necesaria la energía nuclear?

■ Es una energía que hay que evitar. Es una energía peligrosa. Aquí, en Canarias, hay alguna universidad privada que se dedica a traer a personas de Estados Unidos y de Gran Bretaña para decir que las Islas Canarias, que recuerdo que son unas islas volcánicas, deberían tener pequeñas minicentrales nucleares. A mí me parece algo absolutamente inconcebible.



■ ¿Es el gas una energía de transición o es un combustible fósil?

■ Es un combustible fósil. El gas pudo ser una energía de transición hace 30 años, pero en estos momentos estamos en condiciones de transitar con almacenamiento, con baterías y con renovables. Además, en el mundo hacia el que vamos, mundo muy complejo desde el punto de vista geoestratégico, los que no transiten hacia la soberanía energética estarán en manos de países poco confiables. Yo creo que lo más interesante para Europa, y para cualquiera que apueste por la independencia, también política, lo mejor son las renovables, sin lugar a dudas.

■ ¿Va ganando el negacionismo?

■ El negacionismo está ocupando muchos espacios dentro de las redes sociales. Y cada vez nos encontramos con más gente muy beligerante con todo lo que tiene que ver con la transición energética, o con los objetivos de desarrollo sostenible... Yo creo que han ido ocupando un espacio peligroso, tienen fundaciones, están muy bien organizados... Y los que estamos en una posición radicalmente distinta no estamos tan bien organizados y, sobre todo, no tenemos el apoyo de los algoritmos de Elon Musk y compañía. Es muy difícil luchar contra los algoritmos, y si el algoritmo está programado para favorecer el negacionismo, pues vamos a tener que hacer un esfuerzo muy importante. Yo creo que Europa tiene que replantearse también de manera clara cómo deben funcionar las redes sociales en el ámbito europeo. Pero desde luego tiene que haber más justicia algorítmica.

■ ¿Cómo ve China?

■ Hace 30 años China era un país con un nivel de emisiones de CO2 insoportable, un país que se estaba desarrollando y que tenía una industria muy sucia. Bueno, pues hoy en día es ejemplo a nivel mundial de cómo se puede transitar hacia las renovables. Pero no solamente eso, es que es el país que controla el negocio de las placas fotovoltaicas a nivel mundial; es el país que está rompiendo el mercado de los vehículos eléctricos en todo el mundo; buena parte de las turbinas eólicas que se fabrican hoy en día se fabrican en China. Digo todo esto porque me da la sensación de que China sí ha sabido interpretar hacia dónde va el mundo y cuáles van a ser las necesidades del futuro, mientras que Trump y los Estados Unidos se han convertido en los grandes defensores de lo que podríamos llamar la marcha atrás, la marcha hacia el siglo XX, hacia los combustibles fósiles. ■



P A N O R A M A

La fiebre de los centros de datos pone a prueba la red

Por fuera parecen naves discretas, pero por dentro son fábricas de servicios digitales: cada correo, cada videollamada, cada historia clínica, cada transacción bancaria. Los centros de datos se han convertido en infraestructura crítica y, a la vez, en un nuevo gran consumidor eléctrico cuya huella eléctrica e hídrica empieza a competir con la de industrias tradicionales. Para el sector renovable español, el “boom” del data center es un arma de doble filo, porque ofrece una demanda firme y electrificada que puede impulsar más capacidad renovable y redes, o tensar los cuellos de botella del sistema si se gestiona mal.

Manuel Moncada

Según el informe del sector Data Center en España 2024, elaborado por la Asociación Española de Datacenters, SpainDC, la digitalización dejó de ser “comodidad” para convertirse en continuidad operativa, ya que es clave, entre otras cosas, para los servicios de mensajería, streaming, teletrabajo, administración electrónica, banca y hospitales, por citar algunos ejemplos. El argumento es simple: si un centro de datos cae, no se apaga solo un servicio; se apagan cadenas completas de actividad económica y pública. La pregunta ya no es si los necesitamos, sino cómo los integramos en un sistema eléctrico en transición.

A escala global, el crecimiento es real y está bien medido, ya que la Agencia Internacional de la Energía estima que los centros de datos consumieron 415 TWh en 2024 (1,5% de la electricidad mundial) y proyecta que se duplicará hasta los 945 TWh en 2030. La propia AIE advierte de la incertidumbre, ya que tanto la eficiencia, como las cadenas de suministros, las políticas y la demanda real de IA pueden alterar esas curvas. Es un matiz que importa, porque evita el alarmismo y obliga a hablar de gestión, no de eslóganes.

■ ¿Qué comen los centros de datos?

Energía. Para hablar de “cuánta electricidad comen” los centros de datos sin pillarnos los dedos, conviene distinguir entre potencia IT y consumo total. La potencia IT (en MW) es la que alimenta directamente los equipos informáticos; es la cifra que más usa la industria para comparar capacidad. Pero el centro también gasta energía en refrigeración, distribución eléctrica interna, etc. Por eso se usa el PUE (Power Usage Effectiveness), que permite aproximar el consumo total de energía.

Para dar contexto de escala, además de explicar la métrica, conviene aportar una “foto” del mercado. España ronda los 600 MW operativos (capacidad, no número de edificios). En Madrid, algunos informes sitúan la capacidad instalada IT en torno a 147 MW en su medición, y consultoras como CBRE señalan que el eje ibérico (España y Portugal) supera 1.000 MW sumando lo instalado y lo que está en construcción.

Según las cifras que maneja la Comisión Europea, que ha ordenado el consumo eléctrico anual de los *data centers* en los principales países europeos, la industria española de los centros de datos gastó un total de 2,9 teravatios hora (TWh) en 2024, lo que se corresponde con el 1,2% de la electricidad consumida en nuestro país ese año.

Agua. Sobre el agua es donde el debate se enciende. Técnicamente, el consumo depende casi por completo del sistema de refrigeración, ya sean soluciones de aire (dry cooling), que tienden a usar menos agua directa pero pueden penalizar en consumo eléctrico en picos de calor o sistemas evaporativos que ahorran energía para enfriar, pero consumen agua y por eso concentran polémica. La métrica clave en este punto es el WUE (Water Usage Effectiveness), que relaciona agua usada con energía o carga IT. Sin embargo, lo más robusto es apoyarse en estudios ambientales y autorizaciones.

■ Ecosistema español de Data Centers

Según explica Spain DC, Los gigantes del mundo del almacenamiento en la nube (Amazon, Microsoft, Google) prestan los servicios y aplicaciones en la nube a través de enormes plataformas instaladas en centros de datos con decenas de MW de potencia. Estos “hiperescalares” están cambiando el paradigma de prestación de servicios TI, ofreciendo a las empresas la posibilidad de no ampliar sus infraestructuras de TI interna sino utilizar los servicios y aplicaciones de las plataformas Cloud más flexibles y económicas.

A medida que el consumo de servicios en la nube aumenta, se requiere aumentar el número de nodos y acercarlos geográficamente a los usuarios. Ya estamos en una segunda oleada de construcción de *data centers* de hiperescalares en Europa con despliegues en Francia y Alemania, fundamentalmente. Pero estas infraestructuras se están desplazando a nuevas geografías para dar cobertura al sur de Europa.

En este sentido, España está dando los pasos para convertirse en el Hub digital del sur de Europa. Esto implica atraer a todos los actores de la cadena de valor de la economía digital, construyendo un ecosistema que incluya las infraestructuras necesarias, tanto de



MARKET	DATA CENTERS	MARKET	DATA CENTERS
Madrid	64	Badajoz	1
Murcia	3	Cáceres	1
Malaga	7	Ciudad Real	1
Logrono	1	A Coruña	1
Valencia	11	Girona	1
Barcelona	26	Guadalajara	1
Castellón de la Plana	1	Las Palmas	1
Bilbao	9	Albacete	1
Zaragoza		Soria	1
Sevilla	3	Córdoba	1
Alicante	3	Donostia	1
Cádiz	2	Oviedo	2
Granada	2	Arrecife	1
Santa Cruz de Tenerife	2	Huesca	1
Ceuta	2	Ibiza	1
Toledo ES	2	Los Llanos	1
Palma	2		
Santander	12		
Pamplona	4		
		Total Data Centers:	189

telecomunicaciones como de *data center*, el *hardware* y *software* de base sobre el que se implantan los nuevos servicios, vinculados a tecnología alrededor de Cloud, 5G y la inteligencia artificial. Este ecosistema provoca un efecto llamada que genera un efecto tractor para el despliegue renovable, genera empleo, crecimiento económico, inversión, innovación y un mayor abanico de servicios digitales para la región. Todo ello, está claro, sin olvidar los impactos ambientales.

Así, España, con Madrid, Cataluña y especialmente, Aragón, se ha posicionado como destino atractivo para los *data centers* por tres razones fundamentales: abundancia de fibra, situación geográfica estratégica y gran potencial de generación de energías renovables. La consecuencia se traduce en notables cifras de crecimiento en las regiones más consolidadas, como la Comunidad de Madrid, y una oleada de anuncios de inversiones en otras ubicaciones, entre las que destaca Aragón.

Aragón, escenario del primer juicio en España contra los macrocentros de datos

Ecologistas en Acción Aragón ha anunciado un contencioso administrativo contra el Plan de Interés General de Aragón (PIGA) que autoriza la implantación y ampliación de macrocentros de datos de Amazon Web Services (AWS) en la comunidad. La organización presenta la demanda como el primer pleito en España dirigido específicamente contra el modelo de centros de datos de “hiperescala”, por su impacto energético y ambiental.

El recurso, que será defendido por el despacho Fons de Defensa Ambiental y cuenta con el apoyo de colectivos y académicos, busca visibilizar y frenar los efectos ambientales, sociales, laborales y económicos asociados a la expansión acelerada de estas infraestructuras. Enmarca el caso en lo que denomina la “burbuja de los centros de datos”, impulsada —según denuncia— por criterios de rentabilidad del oligopolio tecnológico y por facilidades institucionales.

Entre los argumentos, destacan el fuerte aumento del consumo eléctrico: la potencia instalada en España estaría entre 300-350 MW (2025) y podría subir a 1.000-1.750 MW en 2030, equivalente a 8,8-15,3 TWh al año (un 3,4%-5,9% del consumo eléctrico nacional). También subrayan el consumo de agua para refrigeración en zonas con estrés hídrico, con ejemplos como Talavera de la Reina (picos de 120 l/s) y estimaciones para Aragón en julio equivalentes al consumo de unas 95.000 personas.

La noticia critica además el uso de figuras como los PIGA, que aceleran trámites y pueden limitar la participación pública y el escrutinio ambiental. Ecologistas en Acción Aragón señala que esta demanda forma parte de una estrategia más amplia de litigio, investigación y movilización, y ha lanzado un *crowdfunding* para financiar el proceso, en coordinación con otras plataformas y organizaciones.



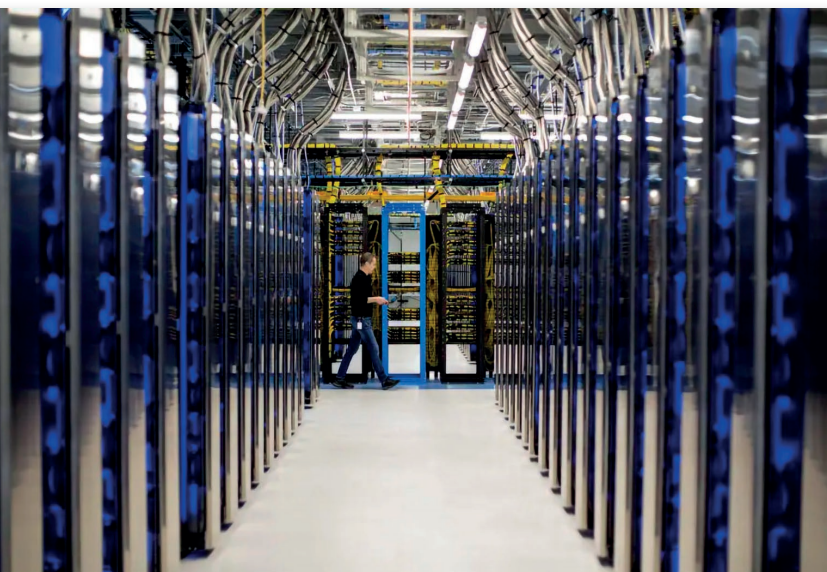
El aprovechamiento de este potencial dependerá en gran medida de la capacidad del sistema de transporte y distribución para desarrollarse.

■ PPAs: cuando la demanda digital impulsa más renovables

Según el informe European Data Center Overview, elaborado por diversas asociaciones de centros de datos europeas, los *data centers* son clientes naturales de contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA), ya que consumen mucho, de forma continua y predecible, y tienen incentivos reputacionales y regulatorios para descarbonizar. Es un matrimonio de conveniencia con mucha química, porque el promotor renovable asegura ingresos, y el operador del *data center* asegura precio y trazabilidad verde.



P A N O R A M A



Calor residual: energía limpia que sale de los servidores

Toda la electricidad que entra a un centro de datos termina, casi íntegramente, en forma de calor. Ese calor puede recuperarse y usarse en calefacción de distrito o procesos industriales, pero tiene condiciones: cercanía a consumidores y una infraestructura térmica que, en muchos municipios, simplemente no existe.

La UE ya lo está señalando como oportunidad: la Comisión recuerda que la falta de datos precisos se está corrigiendo y estima que el consumo de centros de datos en la UE fue del orden de 70 TWh en 2024, con expectativa de crecimiento hacia 2030. Si esa energía se transforma en calor aprovechable (con bombas de calor y redes térmicas), el data center podría pasar de “problema” a pieza del sistema energético local.

Aquí es donde España se juega una partida de planificación urbana y energética a la vez: si seguimos ubicando centros en polígonos desconectados de usos térmicos, la reutilización será testimonial; si los integramos cerca de redes de calor (nuevas o existentes), el valor sistémico sube.

La península Ibérica, con España y Portugal, depende menos de los combustibles fósiles gracias a su alta producción de energías renovables. Ambos países han registrado en los últimos años un fuerte aumento de la proporción de renovables en su mix eléctrico. En Portugal, el 88% de la producción de electricidad procedió de fuentes renovables en 2024, mientras que en España el 64% de la producción eléctrica provino de fuentes renovables a finales de ese año.

Además, España es un ejemplo del desarrollo de la financiación de energías renovables mediante PPAs (acuerdos de compra de energía). Es obligatorio que las empresas que consumen grandes cantidades de electricidad obtengan al menos el 10% de su consumo a través de PPAs. En España, la mayoría de las empresas de centros de datos firman contratos PPA que garantizan energía renovable. En 2023, compañías como Digital Realty o Equinix firmaron PPAs para desarrollar 225 MW de energía solar en España.

Volviendo a la industria del dato, Europa está empujando al sector hacia el “100% limpio” con iniciativas voluntarias como el Climate Neutral Data Centre Pact, que fija metas de eficiencia (PUE), renovables (75% en 2025 y 100% en 2030) y agua (objetivos de WUE) para nuevos centros en climas fríos. Esta agenda (aunque no sustituye a la regulación) marca la dirección: el *data center* deja de ser “consumidor pasivo” y empieza a comportarse como actor energético (contrata PPAs, explora autoconsumo, respaldo con tecnologías bajas en carbono, etc.).

Para España, el mensaje es evidente: si quiere más renovables con menos ayudas públicas, necesitará grandes consumidores que firmen PPAs. Los centros de datos pueden ser parte de esa palanca, siempre que el sistema de red y permisos no convierta cada proyecto en una partida infinita de Tetris administrativo.

■ El triángulo de los centros de datos

En España, el mercado se está organizando en torno a tres polos:

- Madrid, hub de conectividad del sur de Europa, concentra más de la mitad de la oferta en potencia instalada (según el sector, 2024 cerró cerca de 195 MW IT y 2025 alrededor de 240 MW).
- Aragón aparece como tercera pata por disponibilidad de suelo, logística y una narrativa energética potente: proximidad a renovables y posibilidad de grandes campus. Actualmente cuenta con 108 IT MW operativos, pero lo llamativo es lo que se viene.
- Barcelona/Cataluña gana peso como alternativa con músculo

de telecomunicaciones y demanda empresarial. Con los datos públicos más citados por consultoras del sector, la potencia IT instalada (en operación) en el área de Barcelona ronda los ~42 MW IT.

■ Aragón y el boom de los data centers

Hoy Aragón cuenta con unos 108 MW IT operativos (servidores “reales”), pero el gran ruido viene de un pipeline con miles de MW eléctricos solicitados y del atasco típico generado por nudos eléctricos, concursos de capacidad y plazos de red.

Pero el caso aragonés destaca no ya por la potencia ahora mismo operativa, sino la avalancha de potencia solicitada, cifrada en miles de MW. En concreto, se han publicado 31 centros planeados con 6.263 MW solicitados a la red (consumo total) y 2.663 MW con acceso (el resto pendiente).

Entre los proyectos más destacados figuran los de Microsoft, con tres campus: La Muela, Villamayor de Gállego y Zaragoza, incluido en el Plan de Proyectos Interés General de Aragón (PIGA) aprobado en noviembre de 2025, con una inversión anunciada de unos 5.300 millones de euros.

Y también los de Amazon Web Services (AWS) con centros de datos ya operativos entre Zaragoza y Huesca, y un nuevo proyecto en Teruel (La Puebla de Híjar), con 100 MW asegurados para un campus orientado a cargas de IA (anunciado en enero de 2026). En total Amazon ha anunciado inversiones de hasta 15.700 millones vinculadas a su infraestructura de centros de datos en Aragón.

En paralelo, emergen polos “de oportunidad” fuera del eje tradicional. Un ejemplo es Badajoz, donde Nostrum Group impulsa Nostrum Evergreen, presentado como “gigafactoría de IA” con capacidad escalable hasta 500 MW y una inversión superior a 1.900 millones de euros, en varias fases (150 MW en la primera, ampliación a 300 MW a partir de 2029 y diseño para llegar a 500 MW). Este tipo de anuncios retratan la nueva geografía: la conectividad ya no es solo Madrid-Barcelona; la energía, el suelo y la red empiezan a decidir.

■ Barreras de acceso

La Asociación Española de Datacenters señala que el problema no es la generación, sino el acceso. España suma renovables y capacidad instalada, pero el cuello de botella está en transporte y distribución,

en permisos, planificación y tiempos. Esto significa que puedes tener viento y sol, y aun así no poder conectar un campus de decenas o cientos de MW donde lo quieren construir.

Para esta revista de energías renovables, este punto es clave porque cambia el foco: la conversación no debería ser “¿gastan mucho?” sino “¿cómo alineamos inversión en redes, permisos y ubicación con una demanda que es estructural?”. Si el *data center* llega a una zona con red débil, obliga a refuerzos costosos y lentos; si se sitúa donde hay capacidad y planificación, puede convertirse en demanda ancla que haga bancables nuevos parques eólicos y solares, almacenamiento y gestión de flexibilidad.

En conclusión, España tiene tres atractivos estructurales para esta ola del dato:

- Recurso renovable abundante y costes competitivos.
- Conectividad internacional y densidad de red.
- Suelo disponible, comparado con mercados saturados del norte.

Pero tiene un riesgo igual de estructural: el ritmo de red y permisos. Si la planificación eléctrica y territorial no acompaña, el país puede terminar en un equilibrio malo: se anuncian campus, se bloquean conexiones, se disparan plazos, crece la contestación social y se pierden inversiones. En un equilibrio bueno, en cambio, los centros de datos se convierten en una herramienta para acelerar la transición: más PPA's, más renovable adicional, más digitalización del sistema, más flexibilidad y, potencialmente, más calor recuperado.

■ *Pacto de centros de datos climáticamente neutros*

En este contexto, los operadores de centros de datos europeos y las asociaciones sectoriales se han unido en el Pacto de Centros de Datos Climáticamente Neutros (Climate Neutral Data Center Pact). El pacto quiere garantizar que los centros de datos sean una parte integral del futuro sostenible de Europa. Los operadores de centros de datos y las asociaciones sectoriales acordaron llevar a cabo las siguientes acciones para que los centros de datos sean climáticamente neutrales en 2030 (CNDP, 2021):

- **Eficiencia energética:** Los centros de datos y las salas de servidores en Europa deberán cumplir un alto estándar de eficiencia energética, que se demostrará mediante objetivos exigentes. Desde el 1 de enero de 2025, los nuevos centros de datos que operan a plena capacidad en climas fríos cumplirán un objetivo anual de Power Usage Effectiveness (PUE) de 1,3 y 1,4.

- **Energía renovable:** Los centros de datos igualarán su suministro eléctrico mediante la compra de energía limpia. La demanda eléctrica de los centros de datos se cubrirá con un 75% de energía renovable para el 31 de diciembre de 2025, y con un 100% para el 31 de diciembre de 2030.

- **Agua:** Los centros de datos a plena capacidad deberán cumplir un alto estándar de conservación del agua, demostrado mediante la aplicación de un objetivo de Water Usage Effectiveness (WUE) sensible a la ubicación y a la fuente. Para el 1 de enero de 2025, los nuevos centros de datos a plena capacidad en climas fríos que utilicen agua potable se diseñarán para cumplir un WUE máximo de 0,4 L/kWh en zonas con estrés hídrico.

- **Economía circular:** La reutilización, reparación y reciclaje de servidores, equipos eléctricos y otros componentes eléctricos relacionados es una prioridad para los operadores de centros de datos. Los centros de datos establecerán un estándar elevado de prácticas de economía circular y evaluarán para su reutilización, reparación o reciclaje el 100% de sus equipos de servidores usados.

- **Calor residual:** La reutilización del calor de los centros de datos presenta una oportunidad de ahorro energético que puede

adaptarse a circunstancias específicas. Los operadores de centros de datos explorarán posibilidades de interconexión con redes de calefacción urbana para determinar si es viable alimentar sistemas cercanos con el calor capturado de nuevos centros de datos.

■ *Ecologistas en Acción alerta de la burbuja de centros de datos en España*

La expansión de los centros de datos ha encendido las alarmas del movimiento ecologista. Ecologistas en Acción denuncia que España se está convirtiendo en un nuevo polo de atracción para estas instalaciones por su posición geográfica, el menor coste del suelo y de la electricidad, y el aumento de las protestas en el centro y norte de Europa. El resultado, advierte la organización, es una “burbuja de centros de datos” que ignora los límites planetarios y amenaza con agravar tanto la crisis climática como la hídrica.

A su parecer, el desembarco de estas infraestructuras responde principalmente a criterios de rentabilidad para el oligopolio tecnológico y para fondos de inversión y otros actores del sector. Ecologistas en Acción sostiene que el interés general queda en segundo plano frente a un modelo de crecimiento “sin límite”, impulsado además por dirigentes políticos que prometen facilitar la llegada de estas empresas y alimentan expectativas económicas, especialmente en torno al empleo.

■ *Un consumo eléctrico que puede dispararse*

La principal preocupación es el impacto energético. Ecologistas en Acción estima que, en España, la potencia asociada a centros de datos se situaba a finales de ese año entre 300 y 350 MW, con planes para multiplicarla al menos por cinco en 2030, hasta un rango de entre 1.000 y 1.750 MW. Traducido a consumo anual, eso equivaldría (según sus cálculos) a entre 8,8 y 15,33 TWh, es decir, entre el 3,4% y el 5,9% de toda la electricidad consumida en el país.

■ *La electricidad es el titular; el agua, la polémica*

El consumo hídrico de un centro de datos también depende de cómo se refrigera. Y aquí hay un dato que conviene poner en el centro, ya que la refrigeración puede representar hasta el 40% del consumo energético total de un centro de datos. Eso convierte al “frío” en el gran campo de batalla de la eficiencia.

Ecologistas en Acción denuncia que muchos proyectos se localizan en regiones con estrés hídrico y riesgo de desertificación, lo que concentraría aún más la demanda en zonas vulnerables.

Los ecologistas ponen ejemplos concretos. En Talavera de la Reina, el pico de consumo previsto para un centro proyectado sería de 120 litros por segundo: más de la mitad del consumo total de la ciudad si funcionara a plena potencia durante todo el año, y un 7% del agua disponible en la zona. En Aragón, el consumo de los centros de datos en el mes de julio equivaldría, según la organización, al gasto de una población de 95.000 personas.

■ *La pregunta correcta para un país renovable*

Los centros de datos “comen” electricidad, sí. También “comen” suelo y, según diseño, agua. Pero la cuestión que debería ocupar a un país que quiere liderar renovables no es moral (“¿deberíamos permitirlos?”), sino ingenieril y política a la vez:

¿Somos capaces de convertir una nueva gran demanda electrificada en una palanca para construir más renovables, mejores redes, más eficiencia y un sistema más inteligente? ■

La eólica marina en EEUU, rehén de los memes de Trump

En medio de una batalla regulatoria contra los aerogeneradores marinos que ha acabado en los juzgados, la cruzada de Donald Trump contra la eólica marina acaba de entrar en la fangosa trinchera del meme (afirmaciones rotundas y ridículas que buscan la simplificación viral) tras su bochornosa intervención en el Foro Económico Mundial de Davos (Suiza), en la que el presidente Trump se ha mofado de los europeos por su dependencia del viento para obtener electricidad: “China ni siquiera usa eólica” o “Cuanto más aerogeneradores tiene un país, peor le va”, son algunos de los bulos difundidos por el presidente estadounidense, que incluso ha llegado a calificar de “estúpidos” a quienes los compran.

Manuel Moncada.

La campaña de Donald Trump contra la energía eólica marina no es solo ruido, ya que su Administración ha ordenado detener los trabajos de construcción en diversos megaparcos offshore apelando a supuestos riesgos de seguridad nacional e incluso exhibiendo una poco creíble preocupación por la biodiversidad marina, una decisión que ha supuesto el primer disparo de una batalla judicial que ya está perdiendo.

En paralelo, el presidente se ha encargado de llenar el debate público de “argumentos-meme” realmente groseros que eclipsan lo esencial: proyectos estratégicos como Vineyard Wind 1 han logrado medidas cautelares para seguir, pero la incertidumbre amenaza con enfriar inversiones, encarecer financiación y retrasar una infraestructura energética clave para la costa Este de Estados Unidos.

■ Davos 2026 como altavoz del bulo

La edición de 2026 del Foro Económico Mundial de Davos, ha estado marcada por las incendiarias declaraciones del presidente de Estados Unidos, que ha vuelto a disparar

contra la energía eólica con una mezcla explosiva de descalificación y eslóganes baratos que dibuja un escenario alejado de la realidad. El histriónico mandatario ha presentado los aerogeneradores como “un fracaso”, difundido la idea de que “cuanto más tiene un país, peor le va”, y afirmado que “China fabrica la mayoría y ni siquiera usa eólica”. Y para rematar, ha venido a Europa para tildar de “estúpidos” a quienes los compran.

Pero vayamos al dato. Según el último informe de Ember, las energías renovables proporcionaron casi la mitad de la electricidad de la UE (48%). De todas ellas, la energía eólica se mantuvo como la segunda fuente de electricidad más grande de la UE con un 17%, superando al gas. En lo que respecta a España, las energías eólica y solar generaron el 42% de la electricidad en 2025.

El problema no es solo el tono al que nos tiene acostumbrados el líder republicano, sino que vivimos en una era en la que el titular llamativo viaja más rápido que el dato, y eso juega a favor de la mentira. En este contexto, la sustitución del análisis serio por el bulo justo cuando la eólica -y especialmente la eólica marina- se juega miles de millones en inversión, permisos, cadenas de suministro

tro y seguridad energética en Estados Unidos, no puede ser más desafortunado.+

■ El meme frente al dato

A partir de la información disponible, hay dos planos que conviene separar para no caer en la trampa del ruido: lo que se dice (los supuestos “bulos” o simplificaciones) y lo que se hace (decisiones administrativas concretas que sí cambian el tablero). Y eso es precisamente lo que ha hecho la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que ha desmontado, una por una, las mentiras eólicas de Trump.

1) “La eólica es un fracaso” vs. competitividad y costes

La pieza central del ataque (“fracaso”) choca con un hecho básico: hoy la eólica figura entre las tecnologías más competitivas del sistema eléctrico. Los costes nivelados de generación (LCOE) la sitúan como una de las fuentes más baratas en gran parte del mundo, lo que la convierte en una herramienta práctica para contener precios, reducir volatilidad y reforzar seguridad energética. En otras palabras: si esto es un “fracaso”, es un fracaso que abarata la electricidad y reduce dependencia exterior, que es una forma bastante peculiar de perder.

2) “Cuanta más eólica, peor le va al país” vs. resiliencia económica

La tesis de que desplegar eólica deteriora la economía tampoco se sostiene con la lógica que aportan los ejemplos citados: países con alta penetración eólica (como España, Alemania o Dinamarca) no han perdido competitividad por ello; han ganado resiliencia, reduciendo importaciones energéticas y creando empleo industrial. La idea de “más aerogeneradores = peor país” suena contundente en un atril, pero en el mundo real suele funcionar al revés: menos importaciones de combustibles suele significar menos vulnerabilidad.

3) “China fabrica pero no usa eólica” vs. despliegue masivo

Aquí el contraste es directo: China no solo fabrica, también despliega a gran escala. Según la información aportada, es el país con mayor capacidad instalada eólica del mundo, tanto en tierra como en mar, y sigue impulsando su crecimiento dentro de su política energética (dato ampliamente documentado por fuentes internacionales, incluida Reuters, según el texto). Es decir: el argumento pretende pintar a China como fabricante cínico de “chatarra para otros”, cuando la realidad descrita es que el propio país la utiliza masivamente.

4) El comodín de las aves: impacto real y contexto

El argumento sobre mortalidad de aves es uno de esos clásicos que se repiten porque funciona emocionalmente. Pero requiere escala: algunas estimaciones citadas indican que las muertes atribuibles a turbinas pueden constituir menos del 0,01% del total de muertes de aves causadas por actividad humana, muy por debajo de otras causas como colisiones con edificios, tendidos eléctricos o depredación por gatos domésticos. La fuente indicada es MIT Climate Portal. Traducido: hay impacto ambiental, sí; pero no es la causa dominante y, por tanto, el debate serio va de mitigación y diseño, no de caricatura.

Por eso conviene insistir en una idea básica: La eólica no es ideología, es infraestructura energética moderna. Las renovables, incluida la eólica, forman parte de la infraestructura crítica necesaria para descarbonizar sistemas eléctricos, reforzar la seguridad energética y avanzar hacia metas climáticas, con una comprensión franca de sus retos ambientales y soluciones basadas en evidencia. Así lo recogen organismos como la Agencia Internacional de la Energía, IRENA o el propio Foro Económico Mundial.

En un contexto de transición energética y tensiones geopolíticas, el debate necesita menos eslóganes y un análisis más riguroso porque la energía del futuro no se construye con titulares o votos, sino con datos. Por lo



tanto, las cifras demuestran que Trump es un mentiroso o un ignorante, algo muy peligroso tratándose del presidente de la primera potencia mundial.

■ De las palabras a los hechos: la suspensión de proyectos

Más allá de los exabruptos de Trump, lo que realmente mueve el dinero y los calendarios son sus famosos decretos, firmados con gran pompa y circunstancia en el Despacho Oval. Lo que realmente hiere el desarrollo de la transición energética en uno de los países que más contribuye al cambio climático es la decisión del Gobierno de detener las obras en cinco concesiones de eólica marina a gran escala en construcción. Según el comunicado del Departamento del Interior de Estados Unidos, la suspensión se justifica por “riesgos para la seguridad nacional” identificados por el Departamento de Guerra de Estados Unidos en informes clasificados “recientemente completados”.

La medida ha sido presentada como inmediata y preventiva para “dar tiempo para trabajar con arrendatarios y socios estatales”, pero con un mensaje político subrayado por el secretario del Interior, Doug Burgum: prioridad absoluta a la seguridad, riesgos emergentes y vulnerabilidades por proyectos cercanos a centros de población de la costa Este.

Estos son los grandes proyectos afectados:

Vineyard Wind 1, el mayor parque eólico marino de Estados Unidos (806 MW),

participado al 50% por Iberdrola a través de Avangrid, y por Copenhagen Infrastructure Partners).

Revolution Wind (704 MW) de Ørsted.

Sunrise Wind (924 MW).

Coastal Virginia Offshore Wind (2.600 MW).

Empire Wind 1 (810 MW) de Equinor.

Más allá del debate técnico sobre “seguridad nacional”, lo relevante es el patrón: permisos, concesiones y obra civil se convierten en un campo de batalla regulatorio. Para la eólica marina, eso es casi peor que un “no” explícito: la incertidumbre encarece financiación, paraliza proveedores y siembra dudas en estados y utilities.

■ Vineyard Wind 1: un gigante casi terminado que acaba en los tribunales

Vineyard Wind 1 aparece en el relato como el mayor parque eólico marino de Estados Unidos: 806 MW y 62 aerogeneradores. Está frente a la costa de Massachusetts, y se describe como capaz de abastecer a más de 400.000 hogares y empresas de la mancomunidad. La inversión ronda los 3.000 millones de dólares, respaldada por contratos con las principales eléctricas del estado.

En términos tecnológicos, está compuesto por aerogeneradores GE Haliade-X de hasta 13 MW, lo que subraya la magnitud industrial del proyecto, por lo que esto no es “una granja de molinillos” como los describe trump, es infraestructura crítica para la generación renovable en la Costa Este.



Parque eólico marino Vineyard Wind I, de Iberdrola

■ Suspensión y ofensiva judicial

La orden de suspensión del parque fue emitida el pasado 22 de diciembre por la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM), decisión ante la que Iberdrola (a través de Avangrid) y la danesa Copenhagen Infrastructure Partners solicitaron en un tribunal federal una orden para frenar la suspensión, alegando falta de base legal y vulneración de normativa vigente. Ambas empresas advirtieron de “daños graves e irreparables” al proyecto y a comunidades que dependen de esa capacidad renovable.

Hay un detalle clave que cambia el tono dramático del “parón”, ya que el propio proyecto indica que la afectación práctica es limitada porque el parque ya está muy avanzado (95% completado) y produciendo energía, quedando un remate final, ya que solo faltaban 2 de sus 62 aerogeneradores por instalar. Este tipo de cifras no solo importan por precisión; importan porque explican por qué el conflicto acaba en tribunales. Cuando una empresa ha invertido miles de millones de dólares y se encuentra prácticamente en la línea de meta del proyecto, detenerlo ya no es “política energética”, sino un choque frontal en toda regla con contratos, empleo y suministro eléctrico en juego.

■ Giro en los tribunales

Según la información aportada, varios tribunales federales concedieron medidas cautelares a proyectos afectados, debilitando la estrategia de paralización impulsada desde la Casa Blanca. En el caso de Vineyard Wind 1, un juzgado del distrito de Massachusetts ha concedido la cautelar, dando vía libre para continuar construcción, puesta en marcha y producción “inmediatamente”, mientras la compañía seguía dialogando con la Administración para una “resolución rápida y permanente”.

Esto dibuja una dinámica interesante: el

Ejecutivo intenta frenar, los promotores litigan y los jueces permiten seguir (al menos de forma provisional). Un bucle que puede repetirse proyecto a proyecto, con desgaste institucional y económico para todos los actores implicados.

■ Iberdrola y el “realismo” empresarial

La ofensiva regulatoria no se limita a obras en marcha, ya que en septiembre del año pasado se retiró por orden gubernamental la autorización para construir dos proyectos eólicos marinos de Iberdrola (New England Wind 1 y New England Wind 2) aunque no estaban iniciados. Ese matiz es crucial, ya que parar algo sobre el papel es más fácil políticamente y menos costoso judicialmente que detener lo que ya está produciendo electricidad, como es el caso de Vineyard Wind 1.

Ante este clima de agitación e incertidumbre política, el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, ha adoptado un discurso de contención. A su parecer, aunque se podría hacer más y mejor en el campo de las renovables en EE. UU., entiende que hay que ser “realistas” con la oposición del Gobierno. En este contexto, el presidente de la energética mantiene un enfoque “prudente” en eólica marina, es decir, seguir adelante solo si las condiciones aseguran rentabilidad, priorizando marcos regulatorios estables, precios asegurados y gestión de cadena de suministro.

Es el tipo de lenguaje que significa: “nos interesa, pero no vamos a jugar a la ruleta rusa”.

Además de en Estados Unidos, el grupo tiene en construcción dos parques más en el Reino Unido (East Anglia 3 y East Anglia 2, previstos para 2026 y 2028, y otro en Alemania, Windanker, cuya finalización está prevista para 2028).

De esta manera, Iberdrola prevé que su participación en futuras subastas ‘offshore’

seguirá estando limitada a marcos regulatorios que ofrezcan “un retorno adecuado”. Galán señala que este nuevo plan “conservador” permite a la compañía mantener “los pilares del modelo que inició hace 25 años y también la visión”, al mismo tiempo que el grupo se “adelanta a los profundos cambios en el sector energético”.

“Mantenemos también nuestro habitual enfoque conservador con hipótesis macroeconómicas prudentes y dejando un claro potencial al alza si se materializan las previsiones de electrificación y crecimiento de la demanda, lo que llevaría a unos precios energéticos mayores que los contemplados en nuestro escenario”, asegura.

■ Lo que está en juego bajo los eslóganes

La reflexión que subyace tras el análisis reposado de los bulos trumpistas es que la eólica no es ideología, sino infraestructura energética moderna.

Eso no quita que la eólica marina sea más cara, lenta y compleja de desarrollar, que otras tecnologías. Los permisos federales y estatales, la logística portuaria, los barcos especializados, las cadenas de suministro globales y los contratos de largo plazo tampoco son sencillos, pero precisamente por eso, la política de parones, revisiones y amenazas tiene un efecto multiplicador devastador, porque no solo retrasa megavatios verdes, sino que también encarece el capital y reduce apetito inversor en el tiempo de descuento de la década decisiva.

Al mismo tiempo, reducir la discusión a los memes trumpistas saca lo esencial de la ecuación: en un contexto de transición energética y tensiones geopolíticas, las renovables se han convertido en infraestructuras críticas para descarbonizar, reforzar seguridad y autonomía energéticas, y para cumplir metas climáticas, con retos ambientales que requieren soluciones basadas en evidencia, no en los bulos. Esa es la lógica que defiende organismos muy poco sospechosos de ser “woke” o de “extrema izquierda” como la Agencia Internacional de la Energía, IRENA.

En resumen, el último número cirsense protagonizado por el presidente Trump en Davos resume un fenómeno de nuestra era: el populismo necesita villanos simples y la infraestructura energética es cualquier cosa menos simple. Cuando el villano es la eólica marina, el choque ya no es retórico, porque se mide en megavatios que entran tarde, en pleitos y en incertidumbre regulatoria. ¿Y quién paga el coste de esa incertidumbre? El planeta y sus habitantes. ■

Wind[•] EUROPE

ANNUAL EVENT
2026
MADRID
21-23 APRIL

*Meet the entire wind
industry in Madrid in 2026!*

WE ARE EXPECTING:

16,000+
PARTICIPANTS

500+
EXHIBITORS

80+
SESSIONS

400+
SPEAKERS



Scan me 

TO REGISTER

EVENT AMBASSADORS



RWE

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

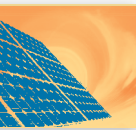


IN COLLABORATION WITH

IN PARTNERSHIP WITH

To become an exhibitor or sponsor please contact: sales@windeurope.org

windeurope.org/annual2026



Queda mucho por pagar

¿Completarán las comunidades autónomas la gestión y el pago de todas las ayudas al autoconsumo antes de junio de 2026? Esa es la pregunta que nos hemos realizado en ER para escribir este reportaje. El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), de forma reciente y después de anunciar que el grado de verificación de las ayudas es muy dispar entre territorios, publica y actualiza estos datos de forma constante en su portal web. Así, con los números a cierre de esta edición, País Vasco cuenta con un 91% de presupuesto pagado y Asturias con un 6%. En las siguientes líneas haremos un repaso a la actualización comunidad por comunidad.

Celia García-Ceca

La Conferencia Sectorial de Energía se reunía el pasado mes de diciembre para analizar la evolución del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), y en concreto, la evolución del pago de las ayudas por parte de las comunidades autónomas en las líneas autoconsumo y Moves III. El secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, reiteró la necesidad de acelerar la gestión y justificación de las subvenciones concedidas a ciudadanos y empresas, que debe completarse antes de que concluya el primer semestre de 2026, según la normativa europea. El grado de verificación de las ayudas es muy dispar entre territorios porque, por ejemplo, Asturias cuenta con un 91% de presupuesto pagado y, sin embargo, Asturias se queda en un 7%. Es por ello que, en dicha reunión, Groizard informaba a los representantes autonómicos de que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) está trabajando con la Comisión Europea para que se autoricen procedimientos simplificados a la hora de justificar el reparto de las subvenciones y maximizar la ejecución de fondos europeos.

Las ayudas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) se gestionan de dos formas, de acuerdo con el reparto competencial entre comunidades autónomas y el Estado. El IDAE gestiona directamente las líneas de ayudas de proyectos singulares e innovadores y de ámbito supraautonómico en concurrencia competitiva. Por su parte, las comunidades autónomas y Ceuta y Melilla son las encargadas de gestionar líneas de ayudas de gran capilaridad en todo el territorio, que tienen al ciudadano, hogares, pymes y entes locales como destinatarios principales. En estas convocatorias, las subvenciones se otorgan por concurrencia simple, es decir, a todo aquel que cumpla con los requisitos para ser elegible, por orden de solicitud.

En este reportaje analizaremos la línea de 'Autoconsumo, almacenamiento, y térmicas para el sector residencial' que ya acumula

282.958 actuaciones (datos actualizados a 19 de enero), la mayor de las líneas ofrecidas, con las viviendas residenciales copando el 84 % y una potencia de 6.235,29 MW. Según los datos oficiales publicados por el IDAE, 215.660 de esas actuaciones, es decir, el 76%, se corresponden con el programa 4 destinado a la "realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento". Andalucía (60.372), Comunidad de Madrid (56.761) y Cataluña (36.253) son las tres comunidades autónomas con más instalaciones de este programa de ayudas.

Con la actualización de la información por parte del IDAE a fecha 26/01/2026, el presupuesto asignado a las comunidades autónomas en la línea 'Autoconsumo, almacenamiento, y térmicas para el sector residencial' es de 2.085.798.144 euros, que ha recibido solicitudes por valor de 3.763.590.687, es decir, un 180 % de solicitudes. Los datos del IDAE reflejan que por el momento hay un 46 % de resoluciones de concesión y un porcentaje del 37 % en el pago de estas ayudas en todo el territorio nacional, es decir, se ha ejecutado el pago de 639.804.800 euros. Entre las comunidades autónomas con los datos más singulares o significativos encontramos el caso del País Vasco que tiene un 91 % del presupuesto pagado. En el lado opuesto está el Principado de Asturias que cuenta con un 6 % del presupuesto pagado. Por su parte, las Islas Baleares, que recibió un 1.149 % de solicitudes respecto al presupuesto asignado, tiene sólo un 8 % de resoluciones.

A continuación, el listado completo de comunidades autónomas y el grado de cumplimiento según los datos oficiales publicados por el IDAE en función de la actualización que se haga desde las propias autonomías (Galia, por ejemplo, no actualizan desde el mes de junio de 2025):

Demanda y ritmo de ejecución de las ayudas al autoconsumo

■ Territorio nacional

Presupuesto asignado:	2.085.798.144 €	
Solicitudes:	3.762.590.687 €	(180 %)
Resolución concesión:	1.711.351.904 €	(45 %)
Pagado:	634.373.506 €	(37 %)

■ Andalucía

Presupuesto asignado:	349.799.264 €	
Solicitudes:	409.507.810 €	(117 %)
Resolución concesión:	293.056.294 €	(72 %)
Pagado:	112.099.703 €	(38 %)

■ Aragón

Presupuesto asignado CCAA:	70.980.716 €	
Solicitudes:	129.035.153 €	(182 %)
Resolución concesión:	66.727.045 €	(52 %)
Pagado:	36.877.226 €	(55 %)

■ Canarias

Presupuesto asignado CCAA:	66.870.184 €	
Solicitudes:	89.996.550 €	(135 %)
Resolución concesión:	49.145.389 €	(55 %)
Pagado:	13.353.084 €	(27 %)

■ Cantabria:

Presupuesto asignado CCAA:	25.287.966 €	
Solicitudes:	25.354.910 €	(100 %)
Resolución concesión:	11.845.518 €	(47 %)
Pagado:	no ofrece información	

■ Castilla-La Mancha:

Presupuesto asignado CCAA:	94.841.071 €	
Solicitudes:	219.040.841 €	(231 %)
Resolución concesión:	92.313.293 €	(42 %)
Pagado:	38.742.654 €	(42 %)

■ Castilla y León

Presupuesto asignado CCAA:	117.863.374 €	
Solicitudes:	192.026.788 €	(163 %)
Resolución concesión:	108.653.951 €	(57 %)
Pagado:	63.519.552 €	(55 %)

■ Cataluña

Presupuesto asignado:	388.459.216 €	
Solicitudes:	698.572.470 €	(180 %)
Resolución concesión:	294.821.625 €	(42 %)
Pagado:	no ofrece información	

■ Ciudad Autónoma de Ceuta

Presupuesto asignado CCAA:	1.167.603 €	
Solicitudes:	638.043 €	(55 %)
Resolución concesión:	550.163 €	(86 %)
Pagado:	45.057 €	(8 %)

■ Ciudad Autónoma de Melilla

Presupuesto asignado CCAA:	1.306.654 €	
Solicitudes:	700.591 €	(54 %)
Resolución concesión:	572.039 €	(82 %)
Pagado:	no ofrece información	

■ Comunidad de Madrid

Presupuesto asignado:	286.801.736 €	
Solicitudes:	338.411.662 €	(118 %)
Resolución concesión:	249.626.654 €	(74 %)
Pagado:	166.268.407 €	(67 %)

■ Comunidad Foral de Navarra

Presupuesto asignado CCAA:	40.066.035 €	
Solicitudes:	92.175.529 €	(230 %)
Resolución concesión:	42.907.664 €	(47 %)
Pagado:	16.692.256 €	(39 %)

■ Comunitat Valenciana

Presupuesto asignado CCAA:	210.756.557 €	
Solicitudes:	482.601.074 €	(229 %)
Resolución concesión:	168.932.150 €	(35 %)
Pagado:	35.624.717 €	(21 %)

■ Extremadura

Presupuesto asignado CCAA:	43.210.951 €	
Solicitudes:	4.878.458 €	(173 %)
Resolución concesión:	27.243.467 €	(36 %)
Pagado:	8.792.230 €	(32 %)

■ Galicia

Presupuesto asignado CCAA:	106.934.078 €	
Solicitudes:	123.450.309 €	(115 %)
Resolución concesión:	69.272.410 €	(56 %)
Pagado:	30.190.176 €	(44 %)

■ Illes Balears

Presupuesto asignado CCAA:	43.399.837 €	
Solicitudes:	498.897.979 €	(1.150 %)
Resolución concesión:	38.510.813 €	(8 %)
Pagado:	no ofrece información	

■ La Rioja

Presupuesto asignado CCAA:	18.907.054 €	
Solicitudes:	26.100.080 €	(138 %)
Resolución concesión:	17.480.060 €	(67 %)
Pagado:	4.737.399 €	(27 %)

■ País Vasco

Presupuesto asignado CCAA:	120.294.026 €	
Solicitudes:	179.893.720 €	(150 %)
Resolución concesión:	107.052.673 €	(60 %)
Pagado:	97.011.111 €	(91 %)

■ Principado de Asturias

Presupuesto asignado CCAA:	44.995.604 €	
Solicitudes:	46.124.021 €	(103 %)
Resolución concesión:	28.294.709 €	(61 %)
Pagado:	1.893.823 €	(7 %)

■ Región de Murcia

Presupuesto asignado CCAA:	53.856.571 €	
Solicitudes:	135.184.699 €	(251 %)
Resolución concesión:	46.531.659 €	(34 %)
Pagado:	7.133.651 €	(15 %)



E N E R V I S T A



Paula Santos

Directora de Comunidades Energéticas de UNEF

“Nos encontramos con unos plazos de tiempo muy ajustados”

El próximo verano es el plazo máximo establecido por la Comisión Europea para resolver las ayudas al autoconsumo del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Actualmente, existe un alto riesgo de perder ese presupuesto asignado si no se acelera su tramitación por parte de las comunidades autónomas. Para evitar esto, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) está trabajando con las distintas administraciones autonómicas para identificar los escollos y necesidades que impiden avanzar con más agilidad. Paula Santos, directora de Comunidades Energéticas de UNEF, nos cuenta cómo está siendo este proceso de diálogo con los diferentes ejecutivos.

Celia García-Ceca

■ ¿Cómo está actualmente el estado de subvenciones de autoconsumo en las CCAA?

■ Las ayudas al autoconsumo y almacenamiento, porque recordemos que también son para almacenamientos detrás del contador, se establecen dentro del PRTR tanto a nivel residencial como industrial, pero especialmente en el sector residencial, y fue bastante importante el impacto que tuvo. Las ayudas de autoconsumo y almacenamiento están territorializadas, es decir, que son las comunidades autónomas las que tienen que llevar a cabo toda la gestión de los expedientes, comenzando con la apertura de las solicitudes, luego dar la resolución de concesión, que es el trámite por el cual te dicen si tienes la ayuda o no, después verificar que la instalación está ejecutada, y finalmente, y una vez han ejecutado y han verificado, se procede al pago de la ayuda al beneficiario final.

Lo que nosotros vemos ahora como una preocupación importante es que nos encontramos con unos plazos de tiempo ya muy ajustados porque hay algunas comunidades autónomas que todavía tienen un porcentaje de pagado bajo respecto al presupuesto resuelto. Las ayudas NextGeneration para autoconsumo fueron e implicaron una herramienta muy importante para el desarrollo del autoconsumo en sí, especialmente en el sector residencial, y no podemos correr el riesgo de que los beneficiarios finales se queden sin estas ayudas.

Los datos facilitados por el IDAE se estructuran en dos grupos. Las columnas de la parte izquierda tienen que ver con la demanda del programa, es decir, cuánto presupuesto se les había asignado y cuánto solicitudes han recibido respecto de lo asignado. Por ejemplo, Castilla la Mancha que tenía muchas más solicitudes recibidas (231 %) de lo asignado y, probablemente tenían un volumen gigante de solicitudes respecto a lo que esa comunidad tenía asignado.

Y las columnas de la parte derecha se refieren a la parte de resolución, de ejecución, de concesión. Nos da una idea de cuánto se ha ido concediendo. Y esto es importante porque las ayudas tienen tres partes. La primera es la solicitud de la ayuda por parte del interesado. La segunda es la resolución de concesión por parte de la comunidad autónoma. Y por último el pago una vez se ha verificado que se ha realizado la instalación. En la resolución de concesión lo que nos están indicando es que de esas solicitudes que llegaron, ¿cuántas han podido

ir tramitando las diferentes comunidades autónomas? Es posible que si tenían muchas solicitudes recibidas, pues ha podido ser complicado. En el caso de Baleares vemos que lo resuelto respecto a lo solicitado es muy muy bajo (8 %) y eso te da una idea de que Baleares va muy mal resolviendo las solicitudes. En cambio, por ejemplo, Asturias, aunque tiene un porcentaje pagado menor (7 %), sí tiene un porcentaje resuelto más elevado (61%).

■ Según la nota de prensa que se mandó desde UNEF a finales de 2025, estáis trabajando con las diferentes administraciones autonómicas para agilizar estos procesos. ¿Cómo lo estáis haciendo?

■ Con respecto a lo que estábamos hablando, la columna de pagado te indica las solicitudes que ya han sido verificadas por parte de la comunidad autónoma como realizadas. Para llevar a cabo esto, es el instalador, la empresa que lo gestiona, o el propio ciudadano, el que tiene que presentar una serie de documentación a la comunidad autónoma para que esta verifique que se ha realizado correctamente la instalación y que se le va a dar la ayuda. Es ahí, en el salto entre la resolución de concesión y el pago una vez la comunidad autónoma ya ha verificado, donde encontramos ahora mismo muchas complicaciones, y es ahí donde estamos trabajando mucho con las comunidades autónomas.

La normativa establece un mínimo de documentación que deberían verificar las comunidades autónomas, pero la normativa también te deja agilizar el proceso reduciendo esa documentación, siempre y cuando esa documentación te permita y te garantice que se puede verificar que se ha hecho la instalación. En este sentido hay algunas comunidades autónomas que lo han agilizado más y otras menos, y nosotros desde UNEF hemos intentado ver en qué comunidades autónomas se ha agilizado para que sirva de referencia y que se pueda replicar.

En la Comunidad de Madrid por ejemplo se ha agilizado el proceso y se ha reducido la documentación a dos documentos a presentar por parte del instalador. Por eso, una de las recomendaciones que les damos a las comunidades autónomas es intentar reducir la documentación a entregar para que sea más sencilla la verificación por parte de la administración y que el proceso no se haga tan tedioso y complicado.

Otra parte importante que estamos trabajando es el proceso de co-

municación de las ayudas. Aunque cada comunidad autónoma tenga su propia plataforma de gestión de las propias ayudas, lo que les decimos es que las plataformas sean fáciles y accesibles para el destinatario final y que puedan poner toda la información en referencia a las ayudas, es decir, si hay cualquier modificación de las ayudas, que se resuma bien la documentación, o que se reciba alertas si hay una comunicación de la ayuda, no solo al entrar a la propia plataforma, sino simplemente en el email.

■ ¿Y cómo está siendo la respuesta por parte de las comunidades autónomas?

■ Sabemos que las comunidades autónomas han hecho un esfuerzo muy importante y que tenemos que tener en cuenta la cantidad de solicitudes recibidas. Pero es verdad también que en este último tramo hay que agilizar mucho los procesos antes de junio del 2026. Yo creo que hay disposición para hacerlo, sin duda alguna, pero tenemos que seguir trabajando con cada comunidad autónoma, donde hay una casuística diferente.

■ Con los datos en la mano, ¿qué comunidades lo están haciendo bien y cuáles no?

■ La Comunidad de Madrid y el País Vasco van muy avanzadas, efectivamente. En el caso de Madrid sabemos que se ha reducido la documentación, y en el caso del País Vasco se ha ido informando cuando ya no había más fondos y probablemente tenían una plataforma más desarrollada desde el principio. Pero todo esto, como te digo, depende de las casuísticas de cada comunidad autónoma, porque si una comunidad autónoma tenía más herramientas e instrumentos desarrollados previamente, les ha sido más fácil.

Respecto al porcentaje de pagado según lo resuelto, las comunidades autónomas que tienen menos pagado son Asturias y Murcia. Estamos hablando con ellas y están haciendo un esfuerzo muy importante, están trabajando en ello. Hay un esfuerzo por parte de la administración pública y de toda la gente que trabaja allí muy importante. Vamos a confiar en que va a haber un empujón en estos últimos meses.

■ ¿Se debería fomentar, apostar y aplicar otro tipo de medidas para impulsar el autoconsumo y que no se base en subvenciones o ayudas?

■ Absolutamente. Estas ayudas nos sirven como ejemplo de que las ayudas son fundamentales en un sector como medida inicial de impulso. En el caso del autoconsumo fue así porque además daban una sensación de proyectos de demostración, porque si se lo ponía tu vecino, pues te lo quieres poner tú también, y además si te decían que te iban a dar una ayuda, pues te lo pones tú también.

Pero las ayudas para mantener un desarrollo de un mercado de manera constante no sirven, y hay que utilizar otros incentivos económicos enfocados en ello. Para el caso del autoconsumo, nosotros llevamos mucho tiempo hablando de medidas fiscales para autoconsumo, pero además un aumento de la parte variable de la factura para que se vea el efecto del autoconsumo en la factura eléctrica. Cuanto más aumente la parte variable más se va a ver el efecto del autoconsumo, y además se va a incentivar un consumo responsable de la energía.

Y también estamos trabajando en nuestras medidas, que son de igual importancia, como los Caes. Ahora mismo, los Caes están muy centrados en medidas de eficiencia energética por mandato europeo porque es energía final, pero nosotros estamos trabajando en pensar cómo se pueden ampliar los Caes e introducir elementos de autoconsumo, porque recordemos que el autoconsumo lo que hace es mejorar la eficiencia de todo un sistema, ¿vale?. Esto implica que, por ejemplo, si una bomba de calor o una caldera eléctrica, que sí que está dentro de los Caes, puede autoconsumir la energía generada en ese mismo punto, es mucho más eficiente. ■



JUN
23-25
2026

MESSE MÜNCHEN, ALEMANIA

La feria de la industria solar líder en el mundo

- **Connecting Solar Business:** mercados internacionales, nuevos modelos de negocio, tecnologías innovadoras y tendencias
- **Experimente las innovaciones en primera persona:** desde células y módulos solares hasta inversores, sistemas de montaje y plantas híbridas fotovoltaicas
- **Participar en el crecimiento:** seguir el paso y beneficiarse del dinámico mercado fotovoltaico
- **Punto de encuentro del sector:** más de 100.000 expertos en energía y alrededor de 2.800 expositores en cuatro ferias paralelas



ESCANEAR
TODO INFO



AUTOCONSUMO

El autoconsumo... de uno en uno

“InformeSolar, radiografía del autoconsumo en España 2025” es un estudio, elaborado por la empresa SotySolar (en colaboración con la Unión Española Fotovoltaica, Huawei, Pontio, BayWa re, 8-33 y Clevergy), que adelantaba a mediados de enero que el sector había instalado poco más de 1 gigavatio de potencia en España en 2025 (el avance ha sido ahora confirmado por UNEF). Pero InformeSolar incluye además previsiones (de instalación de autoconsumos) para el próximo quinquenio. Y pinta (según el estudio en cuestión) que vamos a ir de 1 en 1. O sea, muy despacio. Y ello, a pesar de que el autoconsumo sigue siendo muy rentable. Mucho. Una instalación tipo de 6 kilovatios –aseguran– se amortiza en 6 años.

Antonio Barrero F.



8-33 Clevergy



El autoconsumo sigue siendo rentable, sigue siendo una fuente inequívoca de ahorro para el usuario, aunque no haya subvenciones. Ese ha sido uno de los mensajes-fuerza que han dejado sobre la mesa los autores de InformeSolar, radiografía del autoconsumo en España 2025. Y el autoconsumo sigue siendo rentable, entre otras cosas, porque la electricidad sigue siendo muy cara. De hecho, su precio medio es hoy mucho más elevado (65 € el megavatio

hora de media en 2025) que el registrado –apunta el informe– en el decenio 2010-2020 (media de 45 €).

Más aún: según otro informe, también recién publicado, de la asociación de consumidores Facua, el precio de la electricidad para el usuario medio en España se ha encarecido en 2025 en más de quince puntos (+15,5%) con respecto al de 2024, y, así, el recibo 2025 de la luz ha acabado siendo el tercero más caro de la historia, solo por de-

trás de los recibos de 2021 y 2022 (de precios locos por el gas y la guerra de Ucrania).

No es de extrañar así que precisamente los años 2021 y 2022 hayan sido los años –y volvemos aquí a InformeSolar– en los que el sector del autoconsumo más ha crecido en España, un autoconsumo espoleado por los precios desorbitados de un mercado en esos años desbocado (111 y 169 euros por megavatio hora en el mercado diario mayorista, respectivamente).

Así, en 2021 el sector instaló el doble de potencia (más de 1.200 megavatios) que un año antes, cuando firmó menos de 600. Y en 2022 el autoconsumo volvió a doblar (crecimiento del 100% otra vez) hasta superar los 2.500 megavatios de potencia instalados sobre los tejados y cubiertas de España.

■ Cuestión de percepción

El autoconsumo eclosionó durante ese bienio gracias a la percepción ciudadana de que la electricidad era muy cara (percepción perfectamente fundamentada, pues efectivamente lo era) y ese crecimiento, además, galopó, casi casi desbocado, sobre las subvenciones: “fue inteligente usar 1.200 millones de euros –ha dicho el director general de UNEF, José Donoso– para impulsar el autoconsumo”.

Y lo fue porque el autoconsumo era una solución de ahorro (era y sigue siéndolo) para

familias y empresas: ahorro directo en la factura y también ahorro diferido (al producir y consumir in situ evitamos por una parte pérdidas en la red eléctrica*, que al final costeamos entre todos, y evitamos por otra la necesidad de engordar la red con más infraestructuras, infraestructuras que también habremos de costear entre todos)...

■ Kilovatios sin impuestos

Además, el autoconsumo es una solución de largo plazo (una instalación de autoconsumo tiene una vida útil de 20-25 años), una solución pues que, además, da seguridad (certidumbre) al usuario, porque desliga su factura de la luz de los vaivenes constantes del mercado: kilovatio hora que genero en el tejado, kilovatio hora que no habré de adquirir en un mercado siempre tensionado por la geopolítica y/o los intereses y especulaciones de las grandes compañías.

Y además, el autoconsumo le da al autoconsumidor kilovatios hora que, “además—además”, van a llegarle desde el tejado a casa exentos de gravámenes fiscales, porque el kilovatio hora que me llega de la red viene cargado de peajes, cargos e impuestos (hasta el 25% de lo que me cobra la compañía por cada kilovatio hora lleva esos conceptos), mientras que el kilovatio hora que llega del tejado viene libre (ojo) de todas esas cargas.

El autoconsumo, sin embargo, lleva ya un trienio ralentizando su crecimiento. El sector instaló 1.706 megavatios en 2023, puso en marcha 1.182 MW en 2024 y, según UNEF, ha instalado 1.139 en este 2025 que acabamos de cerrar.

El final de las subvenciones, que poco a poco han ido languideciendo, y la falsa per-

«Según InformeSolar, el sector instalará en España aproximadamente un gigavatio año de media de autoconsumos a lo largo del próximo quinquenio: algo menos de un giga por año en el bienio 26-27; algo más de un giga en el bienio 29-30 (el informe cita como fuente de esta estimación a la consultora Afry)»

cepción —apuntan en UNEF— de que la electricidad ya no es tan cara.

Y es verdad que no es tan cara como en el bienio 21-22 (cuando el gas y la guerra de Ucrania dispararon todos los registros), pero, aunque hoy el precio no está a esa altura crítica, sigue estando muy por encima de la media de la década pasada.

Muy por encima, y creciendo. Por ello, la inversión en un autoconsumo sigue siendo sin duda rentable, han venido a apuntar los autores del informe, que han recordado además otra bolsa de ahorro que acompaña en muchos casos al autoconsumo: muchos ayuntamientos de España rebajan el Impues-

to sobre los Bienes Inmuebles (IBI) a quienes instalan autoconsumos (hasta un 50% y durante hasta 10 años), por lo que la amortización de la instalación se acorta.

Además, InformeSolar destaca una clave adicional. Léase “almacenamiento”, ese que permite acumular excedentes momentáneos para usarlos a demanda, evitando al usuario la compra de electricidad a la red cuando esta presenta precios más elevados (los precios en el mercado mayorista son con frecuencia muy bajos en horario solar, pero, también con frecuencia, se disparan en horario nocturno, o en horas pico, como la última hora de la tarde y/o la hora de la cena, cuando ha caído ya la noche y los parques fotovoltaicos han cesado de inyectar kilovatios hora a la red).

Así que resulta más rentable guardar en una batería la electricidad solar de las cuatro de la tarde (la electricidad de mi tejado, ergo gratuita) y usarla luego, a la hora de la cena, por ejemplo, y eso que me ahorro... además.

Las incertidumbres y preocupaciones que ha propiciado el apagón han hecho crecer también el interés por las baterías entre los autoconsumidores. Durante las semanas posteriores al suceso (28 de abril), las búsquedas relacionadas con energía solar y almacenamiento doméstico alcanzaron “niveles récord”.

“Aunque el pico de interés fue temporal —apunta InformeSolar—, el efecto psicológico permaneció: el usuario medio asoció por primera vez el autoconsumo no solo con el ahorro, sino con la resiliencia e independencia energética”.

Pontio, una de las empresas que ha colaborado en la redacción de este estudio, así lo manifiesta.

La última hora del autoconsumo

El autoconsumo fotovoltaico ha alcanzado en 2025 —informaba al cierre de esta edición la Unión Española Fotovoltaica— los 9,3 gigavatios de potencia en España. El sector ha instalado en los doce meses de este curso pasado —concretaban— 1.139 megas FV sobre los tejados y cubiertas del país. El guarismo supone una caída de más de tres puntos con respecto al registro del año anterior (-3,7% vs 2024).

Durante 2025 (y siempre según los datos de UNEF), 36.330 nuevos hogares han instalado autoconsumo, sumando 229 nuevos megavatios, “una desaceleración del 17% con respecto a 2024, año en el que se instalaron 275 megavatios” (desaceleración del 17% en el segmento residencial que —advierten en UNEF— se puede incrementar “de forma muy destacada por la no convalidación del Real Decreto-Ley 16/2025, que introducía una prórroga en la deducción fiscal en el IRPF por obras de eficiencia energética de viviendas, y que es un motor clave para el autoconsumo doméstico”).

PP, Vox, Junts y el diputado de Unión del Pueblo Navarro votaban el 27 de enero en el Congreso en contra de la convalidación de este RDL (178 noes). El decreto ha recibido el apoyo (insuficiente) de 171 diputados y diputadas (los del PSOE, Sumar,

Esquerra Republicana de Catalunya, Euskal Herria Bildu, Partido Nacionalista Vasco, Podemos, Compromis, Coalición Canaria y Bloque Nacionalista Galego).

Más allá de lo residencial, “una evolución similar se observa —apuntan en UNEF— en el sector comercial, que en 2025 ha sumado 176 nuevos megavatios (-15% con respecto al registro de 2024)”.

Por su parte, el autoconsumo industrial ha sumado 679 MW en 2025, lo que supone un ligero aumento en el ritmo de instalación con respecto a 2024 (+0,7%). “Este impulso —explican— se debe al desarrollo de proyectos de mayor potencia, que ganan peso dentro del conjunto del mercado”.

UNEF ha observado así mismo en 2025 “un importante crecimiento, de hasta el 105%, de la apuesta por instalaciones aisladas de la red eléctrica, que suman 55 nuevos megavatios desconectados del sistema”.

La asociación adelanta además que “de forma transversal, en 2025 se ha observado un creciente interés por el autoconsumo con almacenamiento, especialmente tras el apagón”. Aunque los datos publicados corresponden únicamente a potencia fotovoltaica, UNEF destaca que muchos de los inversores instalados ya están preparados para incorporar baterías.



AUTOCONSUMO

Esta empresa, “especializada en financiación para autoconsumo sin inversión inicial”, asegura que ha financiado más de 7.000 instalaciones en 2025 y que prevé más de 10.000 para 2026.

“Según la información proporcionada por Pontio –dice el informe– la tecnología fotovoltaica sigue siendo la más demandada, representando aproximadamente el 70% de la cuota”.

No obstante, se ha observado –continúa InformeSolar– un crecimiento notable de las instalaciones híbridas o combinadas, “especialmente tras el apagón del 28 de abril, que ha impulsado la incorporación de sistemas de almacenamiento, representando el 30% de las operaciones de Pontio y una subida trimestral del 50%”.

Según InformeSolar, actualmente, entre el 60% y el 70% de los hogares españoles interesados en autoconsumo residencial opta por fórmulas de financiación o pago flexible frente al pago al contado.

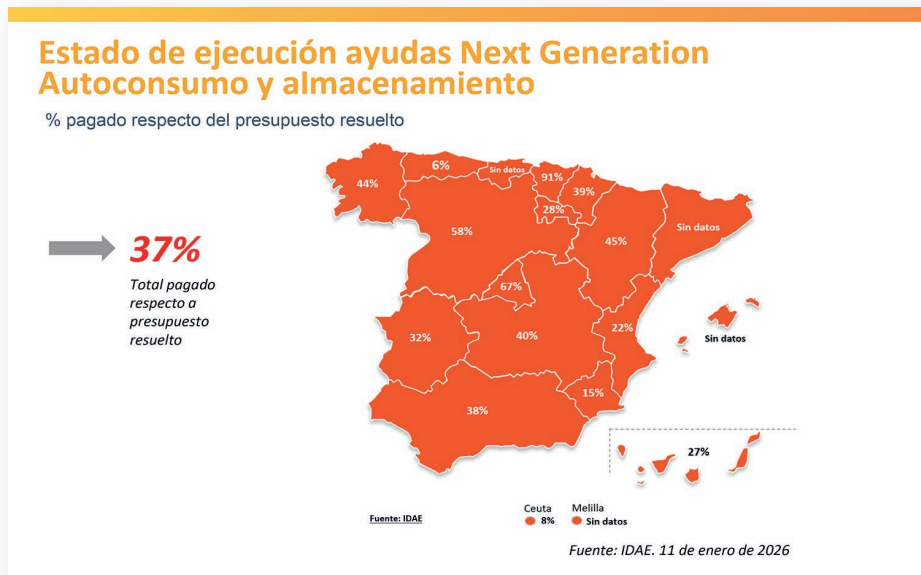
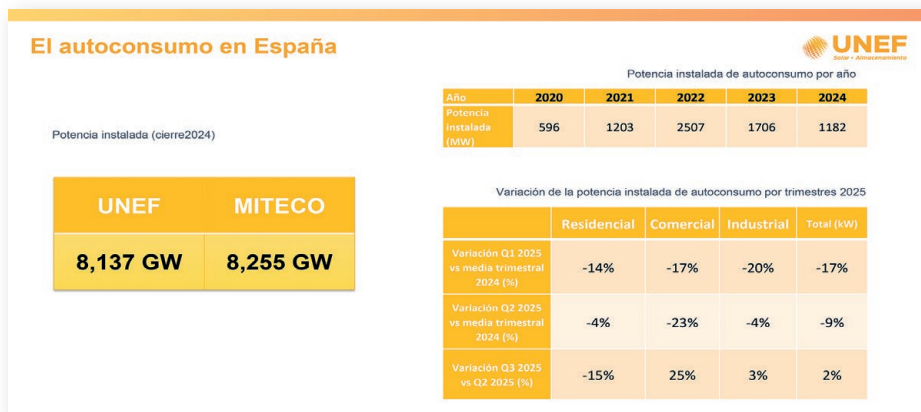
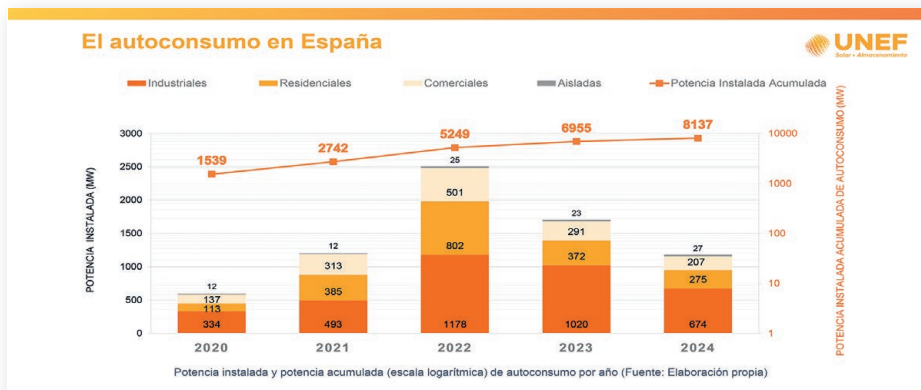
Por tres motivos, según este estudio: la incertidumbre política-económica actual; el deseo de amortizar la inversión con el ahorro generado; y “la mayor flexibilidad ofrecida por las entidades financieras”.

Este porcentaje puede alcanzar hasta un 80% –añade InformeSolar– en proyectos que incluyen sistemas de almacenamiento (baterías) o cuando la inversión supera los 10.000 euros.

■ Una instalación de 5 kW

Según Pontio, las financiaciones más demandadas son (1) instalación FV de cinco kilovatios por un “ticket medio” de 6.000 euros; instalación FV + baterías de 6,8 kilovatios por un “ticket medio” de 11.500 euros; e instalación FV + aerotermia (8,3 kilovatios) por un “ticket medio” de 16.000 euros. Una financiación solo FV a ocho años puede salir por 86 euros mes, según esta empresa, que presume de ser “la plataforma líder en financiación de instalaciones de eficiencia energética en el sector residencial”.

Más allá de los ejemplos concretos, el mensaje de los autores del informe ha sido el de la rentabilidad: sigue saliendo a cuenta el autoconsumo. Aunque no haya subvenciones. Y sigue saliendo a cuenta porque la electricidad (aunque la percepción social parezca ahora anestesiada) está muy cara (Facua habla de un 15% de incremento en el último año); y sigue saliendo a cuenta porque el autoconsumo, en todo caso, es una garantía de largo plazo (vida útil de más de 20 años) contra futuros incrementos adicionales de precio; y sigue saliendo a cuenta porque hay fórmulas que facilitan el acceso a la financiación; y porque, asociado a baterías, además de incrementar los ahorros, el autoconsumo



se convierte en fuente de certidumbre frente a situaciones excepcionales.

InformeSolar asegura que “la progresiva reducción de costes de las baterías domésticas y la aparición de nuevos esquemas de compensación energética harán del almacenamiento un componente esencial del sistema”, de un sistema que va más allá de las placas solares (autoconsumo) para convertirse –avanzan los autores del informe– en todo un “ecosistema, que, cada vez más, integra –con la fotovoltaica tradicional– sólidas solu-

ciones de almacenamiento y aerotermia para avanzar en el objetivo de la electrificación de la demanda”.

El estudio de Soty, UNEF y compañía habla de un nuevo tipo de cliente “más digital, más informado y más consciente del valor estratégico de la energía, y también con ansias de independencia energética y control sobre sus consumos”.

Los retos para el sector del autoconsumo, que es el que debe atender las demandas de ese “nuevo tipo de cliente” (y también

por supuesto las de otros), no son pocos, en todo caso, como se dijo: la falta de percepción de la carestía real de la electricidad, el desconocimiento de soluciones de financiación flexibles y las barreras administrativas (sobre todo al autoconsumo colectivo) son probablemente los tres más grandes desafíos.

■ Previsiones

Habida cuenta de todo ello, y según InformeSolar, el sector instalará en España aproximadamente un gigavatio año de autoconsumos a lo largo del próximo quinquenio: algo menos de un giga por año de potencia en el bienio 26-27; algo más de un giga en el bienio 29-30.

“No podemos conformarnos —ha dicho tajante el director general de UNEF, José Donoso— con instalar 900 megavatios o un giga de autoconsumos al año”.

Donoso ha recordado que Red Eléctrica ha 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, lo que demuestra el interés extraor-

dinario que hay por conectarse y consumir, y ha añadido que muchos de los proyectos industriales y centros de datos que están detrás de esos 43 gigas están pensando, para atender sus necesidades eléctricas, en instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo. “Por eso es muy importante no conformarnos con esos 900 megavatios, o con ese gigavatio”.

El director general de UNEF ha reconocido que el proyecto de nuevo Real Decreto de Autoconsumo (que lleva desde octubre del 24 metido en algún cajón del Ministerio) es “un buen punto de partida” para animar el escenario, entre otras cosas porque “introduce por primera vez el almacenamiento distribuido y una nueva modalidad de compartir excedentes que podría ayudar al desarrollo de las comunidades energéticas”. Y también porque amplía de dos a cinco kilómetros la distancia a la que puede estar una instalación solar de su autoconsumidor.

Ahora lo que hace falta es que el Ministerio desempolva ese decreto y le dé brillo y esplendor, o sea, que lo apruebe y deje de ser proyecto para convertirse en norma en vigor.

Los autores de InformeSolar han recordado por fin en varias ocasiones, durante la presentación del estudio, que no demandan subvenciones (el autoconsumo ya es rentable sin ellas, han insistido una y otra vez) y sostienen, por otro lado, que el “futuro inmediato” de esta solución de ahorro, el futuro del autoconsumo, está llamado a ser construido sobre “tres vectores principales”. Estos

1. Autoconsumo colectivo y comunidades energéticas

“El impulso regulatorio previsto para 2026 —adelanta InformeSolar— favorecerá un salto cualitativo en la compartición de energía entre viviendas, empresas y municipios. Este modelo permitirá democratizar el acceso al autoconsumo y convertirlo en un elemento vertebrador de cohesión territorial”.

2. Almacenamiento distribuido

La progresiva reducción de costes de las baterías domésticas y la aparición de nuevos esquemas de compensación energética —aventuran los autores del informe— harán del almacenamiento un componente esencial del sistema: “su integración masiva permitirá optimizar la gestión de excedentes, reducir la presión sobre la red y avanzar hacia un consumo más eficiente y flexible”.

3. Gestión inteligente y agregación de consumos

La combinación de digitalización, inteligencia artificial y redes inteligentes abrirá paso —adelantan— a un nuevo paradigma: el usuario prosumidor gestionando su energía en tiempo real. Los agregadores de demanda y los sistemas de gestión energética local serán clave para integrar miles de pequeños productores en el equilibrio del sistema eléctrico nacional.

El informe concluye con un capítulo de Conclusiones Generales. Destacan dos: (1) la rentabilidad del autoconsumo se apoya directamente en el ahorro sobre la factura, “no únicamente en el precio de la electricidad; esto lo convierte en un modelo más estable, menos dependiente de las fluctuaciones del mercado y más conectado con las necesidades reales del consumidor final”; y (2) la digitalización del proceso de decisión y la integración tecnológica —fotovoltaica, aerotermia y almacenamiento— marcarán el rumbo de los próximos años, mientras que la estabilidad regulatoria y la profesionalización del sector serán los pilares que determinarán su crecimiento sostenido.

** La CNMC estimaba al cierre de 2025 “unas pérdidas medias para el sistema peninsular del 11,4%, en línea con las registradas en los últimos doce meses con información disponible (julio 24-junio 25), frente al 10,7% registradas en 2024”.*

■ El decálogo UNEF para revertir el Horizonte Giga/año

La Unión Española Fotovoltaica lleva tiempo alertando sobre la ralentización que está sufriendo en España el sector del autoconsumo, que considera “una de las principales palancas de la transición energética, la competitividad empresarial y el ahorro energético de los consumidores”.

Para la reactivación de esta palanca, UNEF reclama la implementación efectiva de las mejoras incluidas en el borrador del nuevo Real Decreto de Autoconsumo, como la figura del gestor de autoconsumo, la posibilidad de compartir excedentes o la ampliación del radio de autoconsumo (de 2 a 5 kilómetros).

Además, la asociación plantea un Decálogo de medidas UNEF. Este.

1. IVA reducido (para instalaciones con y sin baterías detrás del contador).
2. Recuperar las deducciones en el IRPF por obras de mejora de la eficiencia energética en viviendas (PP, Vox y Junts han votado en contra del decreto omnibus que prorrogaba esas deducciones, que incentivaban el autoconsumo).
3. Revisión de los peajes publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para fomentar el ahorro del autoconsumo y descongestionar las redes en horas solares, modificando el reparto actual entre la parte fija y variable (objetivo: 25% parte fija y 75% parte variable).
4. Extender la exención de solicitar Permiso de Acceso y Conexión a todas las instalaciones que inyecten menos de quince kilovatios (15 kW) a la red, independientemente de su potencia instalada.
5. Extender la exención de solicitar Autorización Administrativa Previa (AAP) y de Construcción (AAC) a todas las instalaciones de autoconsumo de menos de 500 kW en todas las Comunidades Autónomas que todavía no cumplen con esta normativa: Galicia, Cantabria, Castilla y León, La Rioja, Aragón, Castilla La Mancha, Comunidad Valenciana, Canarias y Baleares.
6. Ampliar la tramitación y la compensación simplificada a aquellas instalaciones con 500 kW de capacidad de acceso, en lugar de solo a aquellas de menos de 100 kW de potencia instalada (modificando el RD 244/2019).
7. Mejorar la compensación de excedentes en la tarifa regulada, permitiendo compensar también el término fijo y los peajes y cargos de la factura, así como posibilitar la liquidación del valor de los excedentes más allá del periodo de facturación mensual.
8. Incluir los ahorros de energía por autoconsumo en el sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs).
9. Desarrollar un marco normativo específico para las comunidades energéticas.
10. Incorporar un modelo de coeficientes dinámicos ex - post en los autoconsumos colectivos, para pagar únicamente por la energía realmente consumida de la red.



COMUNIDADES ENERGÉTICAS

El primer siglo de historia de Enercoop

Un frío y gélido 19 de enero de 1925 se constituía en Crevillent (Alicante) la Cooperativa Eléctrica San Francisco de Asís, que arrancaba con la construcción del primer centro de transformación para suministrar a sus primeros socios. Y con ese objetivo de ser distribuidora, y posteriormente generadora y comercializada, ha ido creciendo y evolucionando en sus 100 años de historia. Un siglo en el que la transición energética ha revolucionado su camino y ha hecho que Crevillent, este pueblo alicantino de 30.000 habitantes, sea conocido en España y en Europa como pionero y como número uno de las comunidades energéticas.

Celia García-Ceca

■ 1925

La Cooperativa Eléctrica San Francisco de Asís de Crevillent nació el 19 de enero de 1925. Bajo ese nombre, según consta en la primera acta de reunión celebrada en el Círculo de Fomento Industrial y Agrícola, la entidad fue constituida inicialmente por diez socios con Vicente Magro Quesada (presidente), Hermenegildo Valdés Davó, Ricardo Navarro Maciá, Vicente Fuentes Maciá, José Candela Lledó, Manuel Mas Galvañ y José Lledó Galvañ como integrantes de esa primera Junta Directiva. Y desde el principio, y hasta hoy, un siglo más tarde, los trabajos, los planes y la actividad no han parado.

En febrero de ese mismo año, la empresa adquirió al ayuntamiento de la localidad alicantina una parcela para construir el primer centro de transformación por 160 pesetas, que actualmente está ubicado en la avenida de Madrid (antigua fábrica de Filsa). Y dieciocho meses después, en octubre de 1926,

arrancaba el suministro a los socios, cuya fuerza industrial se cobraba a 16 céntimos (de peseta) en horas diurnas y a 10 céntimos en horas nocturnas.

Entre 1925 y 1929 en Crevillent había dos compañías distribuidoras competidoras entre sí: la Popular y la Cooperativa, cuyo final estaba escrito. La poca rentabilidad de las mismas, las pérdidas producidas y las confrontaciones personales derivó en que el 23 de junio de 1929 la Cooperativa adquiere La Popular.

■ 1939

Una nueva etapa se inicia en la dirección de la Cooperativa. Una nueva Junta Rectora, formada por Anselmo Mas Espinosa, como presidente, José Manuel Magro Espinosa, Fernando Lillo Hernández, José Pérez González, Antonio Boyer Escolano, José Lledó Galvañ, Emilio Soler Gil y Manuel Mas Galvañ, tienen por delante la tarea y el trabajo de reordenar y hacer

marchar la entidad tras la Guerra Civil. Unas décadas en las que destacaba a nivel municipal un rápido crecimiento de la industria crevillentina y fuertes presiones sectoriales e intentos de absorción de la Cooperativa por grandes grupos empresariales. En estos años, los cortes del

servicio eran habituales, siendo la propia autoridad civil la que intervenía para evitar que el suministro se suspendiera, y por ende, el paro de la industria crevillentina.

■ 1965

Daniel Gómez Nieto fue el tercer presidente de la cooperativa, con un mandato que duró desde 1965 hasta 1971, momento en el cual se afrontó el cambio de tensión nominal de la red, pasando de 125/220 V a 220/380 V. Le sucedió en el cargo Pedro Rabadán Fernández, que ejerció su mandato entre 1971 y 1988, durante el cual consolidó la defensa sectorial de la entidad.

■ 1991

Con Jerónimo Torregrosa Torregrosa (1988-1993), se inauguró la nueva sede social en la calle Corazón de Jesús en el año 1991, y comenzó una etapa en la que se produjeron varios proyectos que conducían a iniciar una nueva andadura en el campo de la producción de energía. Fue en ese mismo 1991, cuando se puso en marcha, tras su rehabilitación y modernización, la central minihidráulica 'La Esperanza', una minicentral en canal de riego con una potencia de 1,2 megavatios (MW), situada en la acequia 'Esparragal de Abajo', en la cuenca del río Segura a su paso por el municipio de Calasparra (Región de Murcia). Más de treinta años después, esta central sigue estando totalmente operativa y presenta unos parámetros de producción muy positivos.



Juan Torregrosa Díaz ocupó la presidencia entre 1994 y 1995, sustituido por Enrique Mas Carreres, con el mandato más largo hasta el momento con más de 20 años de trayectoria, desde 1995 hasta 2015.

■ 1998

El segundo hito relevante de los noventa, que llegaba con Enrique Mas Carreres como presidente de la cooperativa, está marcado por la adquisición en 1998 de una nueva central minihidráulica de 1,5 MW en la cuenca del río Ferreira, en Lordelo (Portugal), a través de Uniao Hidroléctrica Ibérica, Lda., que sigue siendo en la actualidad propiedad del Grupo Enercoop.

En ese 1998 también se produce otro hito destacable, la construcción de una planta de cogeneración de alta eficiencia a partir de fuelóleo, de 9,4 MW de potencia, destinada a la producción simultánea y combinada de energía eléctrica y energía térmica. Este proyecto se realizó a través de la sociedad participada Cogeneración Crevillentina, A.I.E., en colaboración con la empresa Lanatín, S.A.L., que era el consumidor del calor para tintes textiles. Con el cierre del proceso industrial de tintes textiles, esta planta de cogeneración, situada en el actual centro de trabajo de Cuesta de las Piedras en Crevillent, continuó operativa hasta aproximadamente el año 2014, estando asociada en el periodo 2011-2014 a un proceso de producción de biomasa impulsado por la cooperativa.

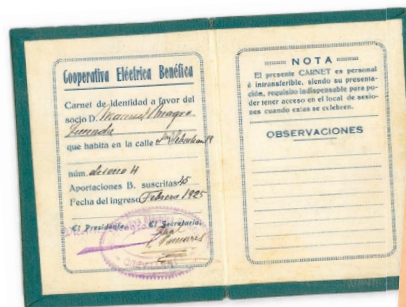
Con la presidencia Enrique Mas Carreres, surgió la necesidad de tener una marca para identificar de forma conjunta a todas las sociedades que orbitaban alrededor de la Cooperativa Eléctrica. Nació así el Grupo Enercoop. Y con la presidencia de Enrique Mas Carreres también se inició la comercialización de energía fuera del municipio de Crevillent, como consecuencia de la liberalización del sector, a través de su filial La Unión Electro-Industrial, bajo la marca comercial Enercoop.

■ 2005

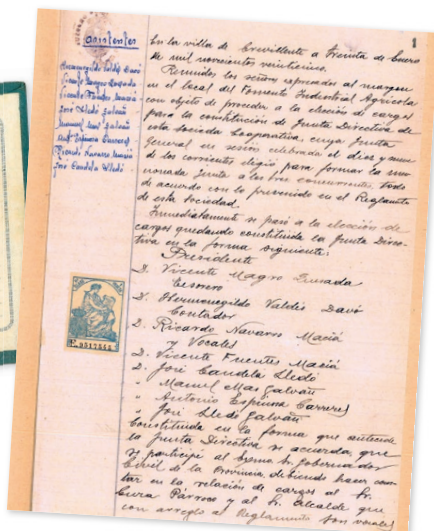
La producción de energía con fuentes renovables estuvo marcada en los años 2005 y 2006 por el desarrollo de la planta solar fotovoltaica 'El Realengo', promovida en tres fases y que entraron en funcionamiento entre los años 2007 y 2008, después de la experiencia piloto 'La Balsa' de 300 kW. Este "huerto solar", con una potencia de 13 MW y una inversión cercana a 90 millones de euros, era el mayor envergadura que había acometido el Grupo Enercoop hasta el momento.

■ 2012

Una nueva subestación transformadora se pone en marcha en el año 2012 para garantizar definitivamente el suministro eléctrico al municipio de Crevillent para los años venideros. En esos años también se afrontó la sustitución del parque de equipos de medida de los puntos de suministro en la red eléctrica de Crevillent. Esto supuso desechar los antiguos contadores analógicos de lectura manual para instalar modernos dispositivos inteligentes que permitieron la telemedida y telegestión a distancia. Un cambio, en aquel momento totalmente disruptivo, pero que permitió el despliegue de una infraestructura de telecomunicaciones basada en fibra óptica y radioenlaces, que sentó las bases para la digitalización de la red y la evolución hacia una red inteligente o "smart grid". Y una digitalización que también llegó al ámbito de la comercialización de energía porque se puso en marcha la



Antiguo carnet de socio núm. 4 de la Cooperativa y Primer acta de la Cooperativa Eléctrica Benéfica de Crevillet (1925)



oficina virtual que permitió por primera vez el acceso y descarga de la factura eléctrica por medios telemáticos, a través del portal web de la Cooperativa.

■ 2019

Guillermo Belso Candela, actualmente en el cargo, tomaba el relevo de la presidencia en el año 2015, en pleno proceso de transición energética. La Cooperativa comenzó en esos años a evolucionar hacia un modelo

de comunidad energética, siendo en el 2019 cuando la Cooperativa Eléctrica San Francisco de Asís –de forma pionera en nuestro país– impulsa el proyecto 'Comunidad para la Transición Energética Municipal' (Comptem). Un proyecto que, en colaboración con el Ayuntamiento de Crevillent y con el apoyo de la Generalitat Valenciana y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), permite a los consumidores que son la propia ciudadanía, beneficiarse de las ventajas que implica el uso colectivo y compartido de la energía producida a partir de fuentes renovables, transformándose así en "prosumidores", y con clara proyección hacia "flexumidores".

A partir de este año, el Grupo Enercoop comenzó un proceso de reestructuración y diversificación de su actividad a nivel empresarial, con el foco puesto principalmente en el crecimiento en generación energética en proyectos de tamaño medio, exclusivamente a partir de energías renovables, situados tanto dentro como fuera del municipio de Crevillent.

■ 2020

La pedanía crevillentina de El Realengo fue el escenario en 2020 de la implantación de la primera célula piloto de autoconsumo colectivo, que sigue siendo una de las mayores y más destacadas instalaciones colectivas de España al contar, incluso, con almacenamiento de energía en baterías electroquímicas. Esta primera actuación permitió dar forma al modelo desde el punto de vista técnico, económico, administrativo, jurídico y social para, posteriormente, ir llevándolo de forma progresiva al resto de zonas de la población. Además, y como parte del proyecto Comptem, estas instalaciones de autoconsumo colectivo fueron complementadas por una App para dispositivos móviles y el despliegue de una red de paneles informativos digitales (MUPIs) a lo largo del municipio. Por su parte, a esta experiencia piloto le siguieron, en los años posteriores, varias instalaciones de producción en régimen de autoconsumo colectivo sobre cubiertas municipales y una microplanta de producción eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica de 3,4 MW de potencia con tecnología de seguimiento solar.

■ 2021

Con el proceso de transición energética y de comunidades energéticas en marcha, llegó el momento de promover proyectos de producción eléctrica renovable a escala autonómica. Así, en 2021, se firmaba una alianza estratégica con la también cooperativa alicantina de crédito Caja Rural Central (CRC), aliando así a las dos mayores cooperativas de la Comunitat Valenciana en sus respectivos sectores, el energético y el financiero. Fruto de esta unión fue la constitución de la sociedad conjunta Luzem Energía, S.L., a través de la cual se han desarrollado ya dos plantas fotovoltaicas con seguimiento solar en la provincia de Valencia, en San Antonio -Requena (4 MW) y en Chiva (3,5 MW).

Sigue en página 45...



Guillermo Belso

Presidente del Grupo Enercoop



“No gestionamos solo kilovatios, gestionamos la confianza de miles de familias”

■ Diez años de mandato, y diez años totalmente renovables podríamos decir. Para comenzar, ¿cómo resumiría esta década como presidente de Enercoop?

■ Ha sido una década de transformación profunda y responsable. Si tuviera que resumirla en una palabra, sería "evolución". Hemos continuado con el trabajo del anterior Consejo Rector,

que apostó por pasar de gestionar un modelo de cooperativa eléctrica tradicional a liderar la transición energética desde el ámbito local, y ello se materializó en la instalación de la que fuera en su momento la mayor planta solar fotovoltaica del país con vertido a una red de distribución local.

Estos diez años han servido para establecer a Crevillent como un referente europeo en materia de energías renovables centradas en la sociedad. Además, materializar esta apuesta desde nuestra entidad demuestra que el cooperativismo no es un modelo del pasado, sino la herramienta más eficaz para afrontar los retos del futuro energético. Hemos trabajado para que la innovación tecnológica siempre vaya de la mano del retorno social y eso es lo que nos ha situado en el mapa como iniciativa ciudadana destacada.

■ Un 2025 de aniversario, de 100 años de historia. Sé que es difícil, pero ¿cómo le contaría a alguien este siglo de cooperativismo, actividad y energía?

■ Contaría la historia de un compromiso inquebrantable. Cien años atrás, un grupo de crevillentinos entendió que la energía era un bien esencial que debía ser gestionado por y para el municipio. Este siglo es el relato de cómo una pequeña comunidad en el sur de la provincia de Alicante ha logrado mantener su autonomía energética, reinvertiendo cada esfuerzo en bienestar social, cultura y desarrollo. Es la historia de cómo la luz no solo ilumina hogares, sino que ayuda a dar forma y carácter a todo un pueblo.

Para entender lo que significa la Cooperativa Eléctrica para Crevillent, alguien de fuera tendría que empezar conociendo nuestra propia idiosincrasia y cómo hacemos compatible el cooperativismo energético bien entendido con las acciones de responsabilidad social corporativa. De esta manera, la Cooperativa gestiona, a través de su Fundación, desde una residencia de personas mayores dependientes hasta un tanatorio, reparte más de 60.000 euros en becas de estudio, colabora con la Cruz Roja, clubes deportivos, la Semana Santa o las fiestas de Moros y Cristianos, organiza eventos culturales... En definitiva, vertebra un tejido social, cultural y benéfico que permite a Crevillent ser mejor cada día.

■ ¿Cuáles son esos hitos que nos han traído hasta aquí? ¿Qué ha sido lo que ha ido marcando el camino?

■ El camino ha sido largo, pero destacaría cuatro momentos fundamentales:

- La fundación en 1925. Supuso el nacimiento de la Cooperativa Eléctrica Benéfica San Francisco de Asís como respuesta a una necesidad básica. Tanto la elección de la tipología empresarial, la Cooperativa, como el espíritu emprendedor de sus fundadores pusieron las bases para crear la que posteriormente se definiría como "la obra maestra de un pueblo emprendedor".

- La defensa de la posición sectorial. Entre 1940 y 1980 se produjo un rápido crecimiento empresarial a escala local con fuertes presiones sectoriales e intentos de absorción de la Cooperativa, y la limitación de la potencia de nuestra red que se resolvió con diálogo. Ahora, afortunadamente, las pequeñas compañías distribuidoras convivimos con naturalidad en nuestros territorios.

- La apuesta por la generación propia. El paso valiente hacia la producción de energía nos dio autonomía, primero en 1991 con la central minihidráulica "La Esperanza" en Calasparra (Región de Murcia), y después en 2007 con la instalación de la planta solar "El Realengo". Este último fue, sin duda, el proyecto de mayor envergadura que ha afrontado el Grupo Enercoop en su historia y el que sentó las bases para definir el presente y el futuro del mismo.

- El impulso de las comunidades energéticas. Fue en 2019 cuando nuestra Cooperativa Eléctrica impulsó el proyecto Comptem (Comunidad Para la Transición Energética Municipal), siendo la primera de España. En esta comunidad, los consumidores, la propia ciudadanía, podemos beneficiarnos de las ventajas que implica el uso colectivo y compartido de la energía producida a partir de fuentes renovables, transformándonos así en "prosumidores", y con clara proyección hacia "flexumidores". Este cambio supone toda una revolución frente a los métodos cliente tradicionales y es el que ha cimentado las bases de nuestro futuro a corto y medio plazo.

■ Un camino que se inició con aquella primera junta directiva presidida por Vicente Magro Quesada. ¿Qué cree que les llevó a iniciar un proyecto así?

■ Muy probablemente les movió la necesidad y la solidaridad. En aquel entonces, el acceso a la electricidad era limitado y costoso. Aquellos pioneros, con Vicente Magro a la cabeza, tuvieron la visión de que la unión de la ciudadanía era la única vía para garantizar un servicio justo y universal. No buscaban rentabilidad económica, sino justicia y equidad social; un espíritu que, cien años después, sigue siendo el ADN de nuestra casa.

■ Y varios presidentes después, llega su turno. ¿Cómo surgió la oportunidad? ¿Se lo pensó?

■ Asumir la presidencia del Grupo Enercoop no fue una decisión meramente profesional o personal, fue, ante todo, una decisión de



Central Hidroeléctrica La Esperanza en Calasparra (Región de Murcia) y Planta Solar Fotovoltaica Campillo - Crevillent (Alicante) (3,4 MW).

responsabilidad hacia mi pueblo, Crevillent. ¿Si me lo pensé? Por supuesto. Quien conoce la idiosincrasia de Crevillent sabe que la Cooperativa es el corazón de la localidad. No gestionamos solo kilovatios, gestionamos la confianza de miles de familias y el legado de nuestros antepasados. Sin embargo, lo que terminó por convencerme fue el momento histórico que nos tocaba vivir. Nos encontrábamos —y nos encontramos— en el inicio de la tan necesaria transición energética. Sentí que podía aportar una visión estratégica que combinara la prudencia necesaria para proteger el patrimonio de la Cooperativa con la audacia tecnológica y la convicción en nuevos modelos para convertirnos en los pioneros que hoy somos.

■ Con todos los proyectos y siendo pioneros en el campo de las comunidades energéticas, ¿en qué están trabajando? ¿Cuáles son los planes a futuro del Grupo Enercoop

■ Actualmente, nuestro buque insignia sigue siendo el ecosistema Comptem, que se ha convertido en un laboratorio real de lo que será el sistema eléctrico local del futuro. Con todo, nuestras líneas de trabajo actuales se centran en tres ejes fundamentales:

- Digitalización de redes y gestión de la demanda: Estamos implementando soluciones de digitalización avanzadas que nos permitan adaptar mejor el uso de nuestras redes al consumo de los usuarios. El siguiente paso implicará la instalación de sistemas de al-

macenamiento que nos permitan maximizar la autonomía energética y ayudar así a optimizar nuestra producción.

- Proyección Europea y Desarrollo Tecnológico. Participamos activamente en proyectos de innovación a escala autonómica, estatal y europea. Dentro de la I+D+i nosotros nos centramos exclusivamente en la “i” pequeña.

- Comunidades energéticas. con el proyecto Comptem buscamos, en el horizonte del año 2030, lograr que todos los hogares de nuestros cooperativistas, cerca de 10.000, estén abastecidos, al menos parcialmente, desde alguna célula de producción de autoconsumo colectivo o microplanta de generación renovable de pequeño o medio tamaño en nuestro municipio.

En definitiva, queremos demostrar que una entidad con 100 años de historia puede ser, a la vez, la empresa más moderna y eficiente en el nuevo paradigma de la transición energética. El futuro de Enercoop pasa por seguir siendo locales en el sentimiento, pero globales en la ambición tecnológica. ■

... Viene de página 43

Igualmente, también durante esta etapa se comenzó con el despliegue de la infraestructura de recarga para vehículos eléctricos en la localidad, instalándose puntos de carga semirápida (22 kW) y rápida (50-100 kW), tanto en el casco urbano como en áreas de servicio cercanas a la autovía A-7 a su paso por Crevillent.

■ 2025

Actualmente, y cien años después, el Grupo Enercoop es una organización empresarial con presencia en la práctica totalidad de la cadena de valor del sector eléctrico con producción de energía 100% renovable, la distribuidora de Crevillent a través de su propia red con más de 14.000 puntos de suministro y unos 150 centros de transformación, una comercializadora con más de 6.000 clientes repartidos por el resto del territorio nacional,

un agente representante en el mercado eléctrico para instalaciones de producción renovable y un grupo de compra de energía para otras cooperativas españolas. Con un volumen de facturación anual medio superior a 50 millones de euros, el Grupo se encuentra entre las tres primeras compañías energéticas independientes de la Comunitat Valenciana y entre las 50 empresas de mayor facturación de la provincia de Alicante.

La Cooperativa Eléctrica Benéfica San Francisco de Asís cuenta en 2025 con alrededor de 10.000 personas socias, lo que la convierte en la mayor de España en su género y en una de las mayores de Europa. A través de la Fundación de la Comunidad Valenciana de la Cooperativa Eléctrica San Francisco de Asís, el Grupo Enercoop respalda cada año más de un centenar de iniciativas sociales, culturales, benéficas, medioambientales, asistenciales y deportivas dentro del municipio. Por ejemplo, proyectos emblemáticos

como el Tanatorio “Virgen del Rosario”, el apoyo a la Residencia de Personas Mayores Dependientes “La Purísima” o la colaboración en la construcción y mantenimiento del Museo de la Semana Santa, a los que se suman —como motivo de la celebración del 100 aniversario— el inicio de las obras del ambicioso proyecto sociocultural y empresarial “Fórum Enercoop” en la antigua fábrica de Alfombras Universal. Dicho edificio, parcialmente protegido por ser un destacado ejemplo de la arquitectura industrial de Crevillent de comienzos del siglo XX, fue adquirido por la Cooperativa en 2017, será la futura sede del grupo, pero aspira a convertirse en un espacio de encuentro para la ciudadanía, las empresas y las entidades culturales y sociales de Crevillent.

Más información

→ <https://centenario.enercoop.es/nuestra-historia/>



Patrimonio de la Humanidad y de la Energía

Ser una Ciudad Patrimonio de la Humanidad de España lleva consigo, además del reconocimiento, una serie de requisitos, límites o normativa específica. Por ejemplo, la instalación de placas fotovoltaicas está bastante limitada. Por ello, en ciudades como Toledo se ha puesto en marcha una comunidad energética para llevar la energía limpia a su casco histórico. Una iniciativa que comenzó en 2024 y que ya cuenta ya con 70 miembros y 67 en lista de espera.

Celia García-Ceca

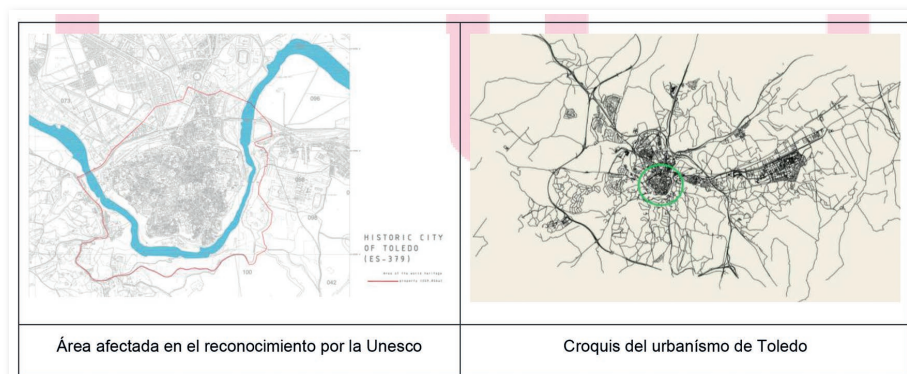
Alcalá de Henares, Ávila, Baeza, Cáceres, Córdoba, Cuenca, Eivissa (Ibiza), Mérida, Salamanca, San Cristóbal de La Laguna (Tenerife), Santiago de Compostela, Segovia, Tarragona, Toledo y Úbeda. Son las 15 Ciudades Patrimonio de la Humanidad de España, testimonios excepcionales de épocas pasadas, desde la Hispania Romana hasta el Siglo de Oro, cuya arquitectura y cuyo urbanismo se funden de forma única con el entorno y el paisaje. Unas características únicas y singulares que llevan consigo limitaciones y normativas para su protección y perduración en el tiempo. Delimitación del entorno con zonas protegidas, rehabilitación y restauración constante, o mantenimiento de la estética histórica son algunas de ellas. Pero también, y como una de las restricciones urbanísticas principales, la normativa existente para no alterar el casco histórico de estas Ciudades Patrimonio de la Humanidad de España.

Un casco histórico donde, debido a estas limitaciones y a la existencia de una normativa exigente y estricta, la instalación de soluciones de autoconsumo y de paneles fotovoltaicos se vuelve una tarea compleja e incluso imposible. Por eso, y para no perder la oportunidad de beneficiarse de la energía renovable y de independizarse de la red, el casco histórico de Toledo ya tiene en marcha su comunidad energética 'Ciudad de Toledo', siendo así la primera vez que se suministra energía limpia a un casco histórico que es Patrimonio de la Humanidad reconocido por la Unesco desde 1986. Una iniciativa que comenzaba en marzo de 2024 con la puesta en marcha de la Oficina de Transformación Comunitaria 'Toledo Sostenible' en octubre del mismo año, dependiente de la Empresa Municipal del Suelo y la Vivienda, y que nació con el objetivo de dar a conocer el proyecto, además de atender todas las dudas y consultas de aquellos vecinos que se han ido interesado en estos meses por la comu-

nidad energética. Este proyecto, financiado con fondos europeos Next Generation, asesora y guía a los vecinos y vecinas de Toledo para obtener ayudas estatales, autonómicas y locales y reducir su factura energética, y ha acompañado a los miembros fundadores de la comunidad energética, ha participado en la redacción de estatutos y ha solventado dudas jurídicas y técnicas.

Cuando se creó este proyecto bajo el modelo de asociación y optando por el autoconsumo colectivo con excedentes acogido a compensación simplificada, la comunidad energética tuvo más de 200 solicitudes de admisión. Por el momento son 70 socios los primeros en unirse, por orden de inscripción, y que —a fecha de cierre de esta revista— comenzarán muy pronto a beneficiarse de la energía renovable que producirán las primeras instalaciones de la comunidad energética, y verán que reducen su factura energética. Entre estos socios se encuentra el propio Ayuntamiento, la Empresa Municipal del Suelo y la Vivienda, algunos conventos del Casco Histórico, varias empresas como el obrador de Santo Tomé o de restauración, una comunidad de vecinos y más de medio centenar de familias particulares.

“Es evidente que vivir en el Casco sigue teniendo más desventajas que ventajas, y una de ellas era no poder beneficiarte de las energías renovables para reducir la factura de la luz y la huella de carbono. Llevamos dos años trabajando para mejorar la vida de los vecinos del barrio, que no se marche ninguno y que vengan más”, defendía el alcalde de Toledo en uno de los actos de presentación de la comunidad energética. Además, otro



INSTALACIONES DE LA COMUNIDAD ENERGÉTICA Y SU FUTURO



de los objetivos del consistorio toledano, es “trabajar de forma proactiva para que el Polígono Industrial sea completamente eficiente y sostenible y se convierta en un ejemplo en la generación y consumo de energía”. “Las Comunidades Energéticas representan los valores de convivencia, participación y solidaridad; son un instrumento fundamental para el desarrollo de la actividad en la ciudad, la independencia energética y contribuyen de forma activa en la defensa del medio

ambiente”, añadía el primer edil. La Oficina de Transformación Comunitaria, se integra dentro del programa ‘CE Oficinas’, y cuenta con financiación Europea, a través de los fondos Next Generation.

■ Las instalaciones

La instalación de las placas solares, para proteger el casco histórico y debido a las limitaciones que presenta una Ciudad Patrimonio Mundial de la Humanidad para este tipo de

proyectos, se ha realizado fuera del mismo y a dos kilómetros de los puntos de consumo, exactamente. La primera instalación, ya completa y realizada sobre la cubierta de la pista de patinaje de la Escuela de Gimnasia, está esperando a completar un trámite con la distribuidora para empezar a producir. La segunda instalación, que se está terminando de construir, producirá energía sobre la cubierta de la piscina del Salto del Caballo.

La potencia de las instalaciones será de 100 kilovatios que supondrá un ahorro en la factura en torno a un 40%, en función del consumo que realice cada particular o negocio, para que “los vecinos del Casco puedan disponer de una energía limpia, más barata y sostenible”, según defiende Carlos Velázquez, alcalde de Toledo.

Para formar parte de esta comunidad se ingresa por orden de preinscripción. Después, y una vez ingresada la cuota de inscripción de 150 euros para viviendas residenciales y 250 euros para negocios, además de aceptados los estatutos, el interesado ya es miembro del pleno derecho de la comunidad energética. El Ayuntamiento, a cambio de ceder las cubiertas municipales, recibirá un 10% de la energía generada por las instalaciones que será volcada a la red. Además, la potencia mínima a contratar por los socios es de 0,5 kilovatios y el máximo de 5 kilovatios para residencial y 7,5 kilovatios para negocios. Esta comunidad energética de Toledo es una asociación sin ánimo de lucro en cuyo estatuto se refleja que en caso de existir beneficios, estos se destinarán a fines ambientales y sociales como, por ejemplo, la plantación de árboles.

■ Digitalizar el consumo y el ahorro

La empresa Elecsum, por su parte, ha sido seleccionada para la gestión de la Comunidad Energética Casco Histórico ‘Ciudad de Toledo’, en la que facilita una serie de herramientas innovadoras a los miembros para garantizar una gestión eficiente, transparente y adaptada a las necesidades de cada participante. La primera fase –según informan desde la empresa– el objetivo principal fue integrar en el sistema de Elecsum a los futuros consumidores asociados al proyecto, con atención personalizada, tramitación de altas y bajas, gestión de cambios en las cuotas de reparto, y propuestas de mejora para optimizar la eficiencia de la comunidad energética. Después, y una vez conectados ya al sistema de autoconsumo colectivo, los usuarios pueden monitorizar de manera individual sus ahorros económicos o sus consumos energéticos gracias a la aplicación digital de Elecsum, que ofrece a los integrantes de la comunidad información detallada y personalizada. ■

Una segunda comunidad energética

A finales del 2025, la Agencia Extremeña de la Energía (Agenex) anunciaba que está acompañando, a través de la Oficina de Transformación Comunitaria (OTC) de Extremadura, la constitución de una comunidad energética en la ciudad de Cáceres, que se encuentra entre las 15 Ciudades Patrimonio de la Humanidad de España. “La ciudad de Cáceres contará muy pronto con su primera comunidad energética. Un grupo de vecinos ha decidido dar el paso y comenzar el proceso de constitución de la comunidad”, señalaban desde Agenex en un comunicado.

Esta, que será la primera comunidad energética de toda la provincia, se va a constituir en bajo la figura jurídica de asociación durante el primer trimestre de 2026 –según las previsiones– y se va a incluir el autoconsumo colectivo, la movilidad sostenible, la eficiencia energética y la energía térmica. La primera comunidad energética de Cáceres empleará, por acuerdo de sus promotores, la figura jurídica de asociación, y nacerá con alrededor de treinta familias cacereñas, “aunque se prevé que la cifra aumente a medida que avance la iniciativa y se pongan en marcha los primeros proyectos, que arrancarán con instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo compartido”.

Desde la OTC de Extremadura –explican desde Agenex– se ha ofrecido “difusión, asesoramiento y acompañamiento gratuito para ayudar al grupo promotor a comprender el modelo, organizarse y definir sus primeras líneas de actuación”. Para Joan Pons, representante del grupo promotor, “es una excelente noticia. No solo facilitará que la ciudadanía pueda compartir la energía que ellos mismos generen gracias al autoconsumo colectivo, sino que además permitirá trabajar en múltiples ámbitos: movilidad sostenible, eficiencia energética, ahorro, energía térmica o incluso fomentar la cultura energética de la población”. Y una comunidad energética, que al igual que Toledo, se enfrenta a la condición cultural de conjunto histórico-artístico de gran valor. “Barrios como la zona monumental tienen ciertas limitaciones para instalar placas solares. Poder hacerlo colectivamente en ubicaciones fuera de esa zona agilizará el proceso”, añade Pons.

Por su parte, la Oficina de Agenex quiere convertir la Comunidad Energética de Cáceres en “un ejemplo de participación ciudadana en materia energética y un referente para otras localidades extremeñas”, por lo que ya ha firmado en ese sentido acuerdos de colaboración con los ayuntamientos de las siete localidades extremeñas con más de 20.000 habitantes: Badajoz, Cáceres, Mérida, Plasencia, Don Benito, Almendralejo y Villanueva de la Serena.

“El potencial de la comunidad energética que vemos es muy grande”

José Manuel López-Cogolludo / Gustavo Ladera /
Pedro Rodríguez Camaño

José Manuel López-Cogolludo Alonso, es el Gerente de la Empresa Municipal del Suelo y la Vivienda de Toledo (Emsvt); Gustavo Ladera Díaz-Chirón, es el Ingeniero Responsable de la Oficina de Transformación Comunitaria de Toledo (OTC); y Pedro Rodríguez Camaño es el Responsable Jurídico de la OTC). Los tres –con los que ha charlado ER en esta entrevista– han estado implicados y trabajando día, tarde y noche desde la puesta en marcha de la OTC y la posterior creación de esta comunidad energética tan singular y particular y tan patrimonio de la humanidad y de la energía.

Celia García-Ceca

■ ¿Cómo comienza a ponerse en marcha esta comunidad energética?

■ El objetivo es dinamizar y dar a conocer lo que son las comunidades energéticas entre la población. Cuando llega el nuevo equipo de gobierno Carlos Velázquez a la cabeza como alcalde de Toledo, le comentamos la idea de poner en marcha una comunidad energética y le apasiona este proyecto. Decidimos continuar con él, aunque en principio no estaba nada desarrollado y ya estábamos fuera de plazo con fondos europeos, pero desde el primer momento la implicación del ayuntamiento es absoluta. Nos dimos cuenta de que para sacar adelante la comunidad energética era necesario contar con el apoyo del ayuntamiento, y el ayuntamiento en ese sentido, desde el primer momento, se comprometió a ceder cubiertas municipales en edificios municipales que están a menos de 2 kilómetros del casco histórico para poder hacer las instalaciones fotovoltaicas. Esta comunidad energética del casco histórico se crea para dar servicio al casco histórico, un casco histórico que tiene la peculiaridad que no se pueden desarrollar ciertas actuaciones dentro del mismo porque tiene un nivel de protección muy alto y porque

está prohibido por el plan especial, lo que se denomina el plan especial del casco histórico, la instalación de placas fotovoltaicas.

Cuando empezamos a trabajar, nadie había oído de lo que eran las comunidades energéticas. Empezamos a reunirnos con asociaciones de vecinos, con empresarios..., con todo el mundo. Como consecuencia de esta serie de reuniones, a un grupo de siete vecinos le resulta muy atractiva la idea y se pone en contacto con nosotros para empezar a trabajar en lo que sería la comunidad energética. Una vez ocurre esto, tenemos una demanda descomunal y llegamos a tener 200 solicitudes. Todos los conventos del casco histórico han pedido participar, distintas empresas de cierta envergadura del casco histórico también, y muchísimos ciudadanos. Entonces, esas solicitudes se atienden por orden de inscripción y actualmente tenemos 70 miembros de pleno derecho y una lista de espera de 67 socios.

■ ¿Cuál es el estado actual?

■ La primera instalación, que se hace en la cubierta de la pista de patinaje de la Escuela de Gimnasia, ya está completamente



terminada, y solo falta un trámite con Iberdrola para empezar ya con el vertido real a cada uno de los de los asociados. La segunda instalación, que se está llevando a cabo ahora, estará en la cubierta de la piscina del Salto del Caballo, y es necesaria para poder cubrir el consumo de los 70 socios.

La idea que estamos valorando, también para cubrir la demanda de solicitudes que tenemos, es ampliar a una única comunidad energética y que no se quede solo en autoconsumo fotovoltaico, sino que sea una comunidad energética de pleno derecho y con toda su funcionalidad. Hay espacio para cubrir esa demanda. Con cubiertas públicas podemos llegar a 500 kW instalados. Además, tenemos muy claro que en el momento que los asociados empiecen a ver en su teléfono móvil el ahorro económico, vamos a tener otro pico de peticiones. Por eso ya estamos trabajando buscando otras ubicaciones. El potencial de la comunidad energética que nosotros vemos es muy grande.

■ ¿Cómo se puede participar?

■ Lo primero que se hace es una prescripción sin ningún tipo de coste, simplemente para testear la demanda que tenemos. Después, se pide una cuota de admisión de 150 euros para particulares y 250 euros para empresas. Además, a cada miembro se le hace un estudio individualizado para ver con qué porcentaje puedes participar de la instalación fotovoltaica. El ahorro que puede conseguir una familia está en torno a un 35 % - 40 % y para los negocios, que aquí son más intensivos, está en torno a un 60 % - 70 %. Pero todo esto va a tener un punto de inflexión en el momento en que se empiece a producir.

■ Y desde la OTC y la Empresa Municipal del Suelo y la Vivienda, ¿cómo han sido estos meses de trabajo?

■ Frenéticos. Nosotros habitualmente trabajamos por la tarde, pero hemos tenido reuniones por la mañana, por la tarde, e incluso por la noche y en fin de semana cuando nos lo pedían. Ha sido frenético,



Escuela de Gimnasia - Pista de Patinaje.



Piscina Climatizada Salto del Caballo.



pero estábamos muy comprometidos con el tema y creemos en él.

Lo primero que hicimos fue leer todo lo que había en materia de energía y así decidimos que montar una comunidad energética era lo más sencillo. Y ha tenido una buena aceptación entre la gente, porque al final ellos son la comunidad energética. Nosotros solamente somos un acompañante y un asesor.

■ ¿Qué planes a futuro tiene esta comunidad energética?

■ La principal es hacer una única comunidad energética para toda la ciudad de Toledo para así tener mucha más capacidad a la hora de negociar el precio con las distribuidoras o a la hora de ejecutar proyectos futuros. Nos encantaría sumar puntos de recarga, hacer una plantación masiva de árboles con los niños y jóvenes de los colegios, o empezar a hacer planes de rehabilitación energética para miembros de la comunidad.

En general, la intención es aprovechar las cubiertas del polígono industrial, con su parte residencial de 30.000 habitantes, y que sea la base de esa comunidad energética única, aunque esto es un proyecto muy ambicioso, muy de futuro. Lo que ha empezado con el casco histórico queremos ampliarlo a otros barrios y a toda la ciudad. ■

La solar que se amortiza en menos de 3 años

La Asociación Solar de la Industria Térmica publicó a finales de noviembre, en el marco de la Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (Genera), su tradicional Informe Anual. En esta edición 2025, de más de cien páginas, ASIT Solar Térmica repasa exhaustiva todos los datos clave del sector a escala nacional (potencia instalada en 2024 –último año con datos consolidados–, metros cuadrados cubiertos, capacidad acumulada) y, además, incluye un estudio sobre “Casos prácticos de Certificados de Ahorro Energético aplicados a instalaciones solares térmicas”. Energías Renovables recupera hoy aquí ese estudio, que muestra la enorme ventana de oportunidad que le abre a la solar térmica la vía CAE.

ER

El Gobierno aprobó en 2023 la creación de un Sistema de Certificados de Ahorro Energético para incentivar la búsqueda de la eficiencia energética y avanzar así en la consecución del objetivo nacional de ahorro acumulado de energía final para el periodo 2021-2030. En virtud de ese Sistema (Sistema CAE), los denominados “Sujetos Obligados” del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética, empresas obligadas a ahorrar energía final, pueden acreditar, durante el periodo de vigencia del citado Sistema Nacional, el cumplimiento total o parcial de sus “obligaciones de ahorro energético” mediante la liquidación de Certificados de Ahorro Energético. Un Certificado de Ahorro Energético (CAE) es un documento electrónico que reconoce la consecución de un ahorro en

el consumo de energía final. Un CAE tiene un valor único de un kilovatio hora de ahorro de consumo de energía final (1 kWh). Así, si se acomete por ejemplo una actuación que implica un nuevo ahorro anual de 500 kWh, se podrán obtener 500 CAEs.

Tienen la consideración de Sujetos Obligados las comercializadoras de energía eléctrica, las comercializadoras de gas natural, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor independientemente de que hayan tenido ventas de energía o no

en un determinado ejercicio (Ley 18/2014, de 15 de octubre, artículo 69). Anualmente, a los Sujetos Obligados se les impone una “obligación de ahorro de energía final”.

El Gobierno acaba de lanzar a consulta pública la propuesta de Orden por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante Certificados de Ahorro Energético y la aportación mínima al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el año 2026.

Las empresas deberán contribuir en 2026 con 1.870 millones de euros. El importe económico mínimo a ingresar al Fondo Nacional de Eficiencia Energética será de 150 millones de euros (el resto, el 92%, lo podrán liquidar a través de Certificados de Ahorro Energético).

Porque la liquidación de CAEs es un instrumento alternativo y voluntario a la aportación económica obligatoria al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (que tienen que hacer los “Sujetos Obligados” del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética).

El Sistema CAE permite monetizar los ahorros energéticos, recuperando parte del coste de las inversiones en eficiencia energética (cambio de iluminación, mejora del aislamiento térmico, renovación de equipos industriales o domésticos), ya que el usua-





rio final podrá recibir una contraprestación si vende los ahorros obtenidos (a un Sujeto Obligado, por ejemplo) para su posterior certificación mediante el Sistema de CAE.

Hay mercado pues. Y el sector solar térmico lo ha entendido. El director general de ASIT, Pascual Polo, que es así mismo coordinador de la Plataforma Tecnológica Española de Energía Solar Térmica de baja temperatura (SolPlat), ha elaborado un informe –el que *ER* presenta a continuación– que recorre hasta catorce “casos prácticos de Certificados de Ahorro Energético (CAEs) aplicados a instalaciones solares térmicas”, un trabajo ímprobo que es todo un lujo para *Energías Renovables*. Suyas son las líneas que siguen.

■ Catorce casos

El presente informe incluye el estudio de varios ejemplos concretos para analizar la viabilidad económica de las instalaciones

solares térmicas al incorporar los ahorros de la inversión que se pueden conseguir aplicando la metodología CAE. Se podría ampliar el estudio si hubiera otros incentivos que se puedan aplicar y se mejoraría la rentabilidad de la inversión.

Para los diferentes sectores (residencial, terciario, industrial) se han seleccionado varios casos de aplicación y el servicio al que se destina la instalación solar térmica: ACS (agua caliente sanitaria), piscinas, precalentar en procesos industriales, etc.

Para cada caso se han definido todos los parámetros necesarios para realizar un primer estudio de la rentabilidad de la inversión, lo que permitirá conocer las principales variables que intervienen y tener una primera aproximación a los resultados económicos.

Bajo estas líneas, los casos estudiados por ASIT.

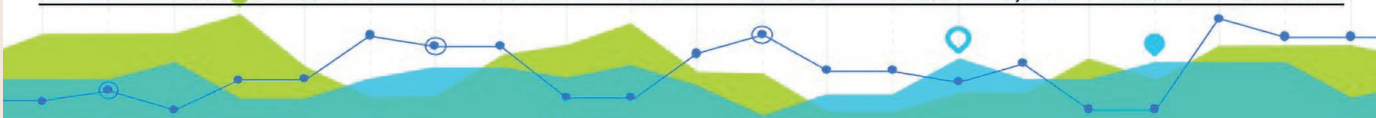
Para todos los casos se ha considerado (1) una radiación global anual de 2.000 kWh/m²•año en un plano inclinado con orientación Sur, que es fácilmente superada en más del 80% del territorio de la península y que puede considerarse representativa como valor medio de todo el territorio, aunque en el Sur e Islas pueda ser un 10-20% superior; y (2) un rendimiento anual medio del sistema del 50% que representa el porcentaje de la radiación solar transformada en energía térmica útil. Este valor deriva de mediciones y estudios de ASIT, que contemplan captadores con $\eta_0 \approx 0,8$ y pérdidas reales de campo. Los valores pueden variar entre el 45 y 65%, en función del tipo de instalación y la temperatura de servicio, por lo que se considera conservador el valor adoptado.

Para cada uno de los casos, el estudio analiza 15 variables. Bajo estas líneas, aparecen 6. En la página siguiente, las 9 restantes. Las identificamos todas a continuación.

1. La instalación solar térmica queda definida por la superficie útil de captadores (m²) que representa el área total de captadores solares instalada en cada caso.
2. El tipo de la energía convencional sustituida (electricidad, gas natural o gasóleo).
3. El rendimiento η de la energía sustituida se refiere al rendimiento medio anual de transformación de la energía final en calor que fundamentalmente depende de la tecnología y del equipo generador de calor que se utilice. Se adoptan los siguientes valores de referencia: termo eléctrico (90%); caldera de

Estos son los Casos CAE objeto de estudio por parte de ASIT

	Sector	Caso	Servicio	1 Sup. Captac. (m²)	2 Energía sustituida Tipo	3 Energía sustituida (η)	4 Precio energía (€/kWh)	5 Aporte solar térmico (kWh/año)	6 Ahorro energía final (kWh/año)
1	RES	Equipo termosifón 4 m²	ACS	4	Gas natural	70%	0,060	4.000	5.714
2	RES	Sistema forzado 8 m²	ACS	8	Electricidad	90%	0,090	8.000	8.889
3	RES	ACS centralizada 50 m²	Centralizada	50	Gasóleo	60%	0,070	50.000	83.333
4	TER	Piscina cubierta	ACS y piscina	100	Gas natural	70%	0,060	100.000	142.857
5	TER	ACS hospital/hotel	Centralizada	100	Gasóleo	60%	0,070	100.000	166.667
6	TER	Pabellón piscina y clima	Centralizada	500	Gasóleo	60%	0,070	500.000	833.333
7	IND	Industrial 100 m²	Precalentar	100	Gas natural	70%	0,060	100.000	142.857
8	IND	Industrial 500 m²	Precalentar	500	Gas natural	70%	0,060	500.000	714.286
9	IND	Industrial 1000 m²	Precalentar	1.000	Gas natural	70%	0,060	1.000.000	1.428.571
10	IND	Industrial 5000 m²	Precalentar	5.000	Gas natural	70%	0,060	5.000.000	7.142.857
11	IND	Industrial 100 m²	Precalentar	100	Gasóleo	60%	0,070	100.000	166.667
12	IND	Industrial 500 m²	Precalentar	500	Gasóleo	60%	0,070	500.000	833.333
13	IND	Industrial 1000 m²	Precalentar	1.000	Gasóleo	60%	0,070	1.000.000	1.666.667
14	IND	Industrial 5000 m²	Precalentar	5.000	Gasóleo	60%	0,070	5.000.000	8.333.333



IND – Industrial 500 m² CAE 38,46%

- ✓ Superficie: 500 m²
- ✓ Energía: Gasóleo
- ✓ Inversión: 325.000 €
- ✓ CAE: 125.000 € (38,46%)
- ✓ Ahorro anual: 53.458 €
- ✓ Payback: 3,74 años



RES – ACS centralizada 50 m² CAE 31,3%

- ✓ Superficie: 50 m²
- ✓ Energía: Gas natural
- ✓ Inversión: 40.000 €
- ✓ CAE: 12.500 € (31,3%)
- ✓ Ahorro anual: 5.033 €
- ✓ Payback: 5,5 años



gas (70%); caldera de gasóleo (60%). Existen otros datos que se podrían utilizar: en ausencia de datos del rendimiento estacional sobre energía primaria de la instalación existente, se propone el valor de la experiencia en instalaciones, calculado según la Guía Técnica del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía “Procedimiento de inspección periódica de eficiencia energética para calderas: 5.3.2 Cálculo del rendimiento estacional por el método indirecto”. A saber: (1) rendimiento nominal de caldera de gasoil 0,68 (PCS); 68%; (2) caldera de gas atmosférica 0,61 (PCS); 61%; (3) caldera de gas presurizada baja temperatura 0,68 (PCS); 68%; y (4) caldera de gas de condensación 0,83 (PCS); 83%.

- El precio de la energía sustituida, que depende de los consumos y de los contratos de suministro. Se consideran los siguientes en euros por kilovatio hora (€/kWh): electricidad, a 0,09; gas natural, a 0,06; gasóleo, a 0,07.
- Para cada instalación se determina el aporte útil de energía solar térmica calculado por

el producto de la irradiación, la superficie de captación y el rendimiento del sistema.

- El ahorro de energía final (kWh/año) se determina, conforme a la metodología CAE, dividiendo el aporte de energía útil por el rendimiento η de transformación de la energía sustituida. Este valor equivale a la cantidad de CAE generados ya que 1 CAE = 1 kWh ahorrado.
- El coste unitario de la instalación solar térmica. En pequeñas instalaciones (hasta 10 m²) se ha tomado como referencia un coste de 800 €/m²; en medianas hasta 100 m², 700 €/m² y hasta 500 m², 650 €/m². En grandes instalaciones (1.000 m²) 600 €/m² y en sistemas de gran tamaño (≥ 5.000 m²) se ha considerado un coste medio optimizado de 500 €/m².
- El coste total de la instalación (en €) se determina en base a los datos anteriores.
- En base a un coste de referencia del CAE de 150 €/MWh, que en función de los precios de mercado y la época del año oscilará entre 100 y 180 €/MWh, se determina el CAE

de cada caso.

- Se determina el porcentaje de la inversión cubierta por el CAE como la relación entre el valor de los CAE y del coste total de la inversión inicial.
- Se determina la inversión neta deduciendo del coste total el valor del CAE asignado.
- Se determina el ahorro de energía sustituida en base a los valores, rendimientos y precios anteriormente establecidos.
- Se establece un coste de operación y mantenimiento (OyM) de la instalación solar en base a un 2% de la inversión inicial para pequeños, 1,5% para sistemas medianos y 1% para grandes.
- Se determina el ahorro neto de la instalación por diferencia de los anteriores.
- Se determina el periodo de retorno simple.

Como resultado de la evaluación económica se obtienen los resultados que muestra la tabla de abajo: ahorro de energía (columna 12), ahorro económico neto (14) y periodo de retorno (15).

Estos son los Casos CAE objeto de estudio por parte de ASIT

Caso	7 Coste unit. (€/m ²)	8 Coste total (€)	9 CAE (€)	10 % coste cubierto por CAE	11 Inversión neta (€)	12 Ahorro energía (€/año)	13 Coste O&M (€/año)	14 Ahorro neto (€/año)	15 PRS (años)
1 Equipo termosifón 4 m ²	800	3.200	857	26,8	2.343	343	64	279	8,4
2 Sistema forzado 8 m ²	800	6.400	1.333	20,8	5.067	800	128	672	7,5
3 ACS centralizada 50 m ²	800	40.000	12.500	31,3	27.500	5.833	800	5.033	5,5
4 Piscina cubierta	700	70.000	21.429	30,6	48.571	8.571	1.400	7.171	6,8
5 ACS hospital/hotel	700	70.000	25.000	35,7	45.000	11.667	1.400	10.267	4,4
6 Pabellón piscina y clima	650	325.000	125.000	38,5	200.000	58.333	4.875	53.458	3,7
7 Industrial 100 m ²	700	70.000	21.429	30,6	48.571	8.571	1.400	7.171	6,8
8 Industrial 500 m ²	650	325.000	107.143	33,0	217.857	42.857	4.875	37.982	5,7
9 Industrial 1000 m ²	600	600.000	214.286	35,7	385.714	85.714	6.000	79.714	4,8
10 Industrial 5000 m ²	500	2.500.000	1.071.429	42,9	1.428.571	428.571	25.000	403.571	3,5
11 Industrial 100 m ²	700	70.000	25.000	35,7	45.000	11.667	1.400	10.267	4,4
12 Industrial 500 m ²	650	325.000	125.000	38,5	200.000	58.333	4.875	53.458	3,7
13 Industrial 1000 m ²	600	600.000	250.000	41,7	350.000	116.667	6.000	110.667	3,2
14 Industrial 5000 m ²	500	2.500.000	1.250.000	50,0	1.250.000	583.333	25.000	558.333	2,2

Los números del sector

El *Informe Anual 2025* de ASIT Solar Térmica cuantifica en 59,5 megavatios térmicos (MWt) los instalados en España en 2024 (85.000 metros cuadrados, m²). El dato implica una caída, brutal, del 38% respecto al año anterior (el sector cerró 2023 con 137.500 m²). En el acumulado, ASIT computa 3.670 MWt de potencia instalada en España (5,2 millones de m²). En la Unión Europea hay 43.600 MWt en potencia acumulada.

Pero quizá el dato que más poderosamente llama la atención en esta edición 2025 es que 2024 es el peor curso de los últimos 20 años en m². El segundo peor hay que ir a buscarlo a 2005, que registró 95.100 m².

Afortunadamente, ASIT Solar Térmica prevé mejores números para el año 2025, “gracias al crecimiento de la construcción de viviendas: durante el año 24 se ha iniciado la construcción de 127.000 viviendas (+16,7% vs 2023), y se han finalizado cerca de 98.000 (+11,7%).

Las ayudas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y las comunidades autónomas dentro del marco Feder 2021-2027 y los CAE (Certificados de Ahorro Energético) son otros dos factores que ASIT considera van a animar el mercado.

Producción propia

La tecnología solar térmica –presumen en la Asociación– es autóctona, “fabricada en Europa, basada en materias primas locales y con una cadena de valor cercana”. La mayor parte de la demanda de equipos solares térmicos en la Unión Europea –insiste la Asociación– se satisface con “producción europea, con materiales reciclables y abundantes (vidrio, acero, cobre), y está plenamente alineada con la economía circular”.

Y otro aviso para navegantes: a pesar de la caída del mercado, la tendencia apunta al alza, según el presidente de ASIT, Oleguer Fuentes: “sectores como alimentación, bebidas, química o textil incorporan soluciones solares para procesos entre 30°C y 400°C, con plantas de gran escala que han pasado de dos megavatios térmicos a más de 30 MWt, y costes del calor en el entorno de los 20-30 euros el megavatio hora” (por solar térmica de baja temperatura se entiende aquella que alcanza los 150°C; la de media iría de 150°C a 400°C).

En España, y según los datos de ASIT, el sector industrial solar térmico tiene una capacidad aproximada de producción de un millón de metros cuadrados. En 2024 produjo sin embargo solo el 8% de su potencial: 85.000 metros cuadrados, de los que 50.000 fueron exportados a medio centenar de países.

El Sol es la fuente más mayúscula de energía térmica, de esa energía que alimenta los hogares (se estima que aproximadamente la mitad de toda la demanda energética doméstica es térmica) y/o de esa que demandan los procesos industriales (alrededor del 75% de la demanda de energía de la industria es demanda de calor).

Para el calor de proceso industrial a baja temperatura (hasta 400°C), los sistemas solares térmicos –sostiene ASIT en su Informe Anual 2025– son “una excelente opción: más de mil sistemas que operan en diversos sectores industriales en todo el mundo lo demuestran de manera impresionante”.

Dependiendo de la temperatura del calor necesario, se utilizan diferentes tipos de colectores solares térmicos. Por ejemplo: colectores de aire, colectores de placa plana y tubos de vacío para temperaturas de hasta 100°C y colectores solares térmicos de concentración, como placas Scheffler, colectores Fresnel y colectores cilindro-parabólicos para temperaturas de entre 100°C y 400°C.

Según un estudio realizado por la empresa alemana solrico15, en febrero de 2025, el número de sistemas solares térmicos para producción de calor industrial asciende al menos a 1.315 en todo el mundo, con un área de colectores de 1.531 millones de metros cuadrados relacionada con una capacidad de 1.071 megavatios térmicos.

El mercado de sistemas solares térmicos para producción de calor industrial –explican desde ASIT– fluctúa de un año a otro, “pero en promedio se han puesto en marcha aproximadamente cien nuevos sistemas con una capacidad promedio de 1,1 MWt cada año entre 2017 y 2024”.

Y un último apunte: la energía solar térmica –explican desde ASIT– proporciona la mejor densidad de energía, “produciendo de tres a cuatro veces más energía para una misma área que la solar fotovoltaica”.



Este estudio permite tener una primera aproximación de la viabilidad económica de las instalaciones solares térmicas aplicando solamente la reducción de la inversión aplicando los CAEs y permite conocer la influencia de los diversos parámetros que intervienen:

- Tamaño y coste de la instalación solar térmica
- Irradiación solar global y rendimiento medio anual de la instalación solar
- Tipo y coste de la energía sustituida, así como rendimiento de la tecnología y equipos empleados
- Precio de mercado del CAE
- Coste de mantenimiento de la instalación solar térmica

Un análisis de sensibilidad y mayor detalle de los resultados serán necesarios para mejorar el ajuste de los resultados que se pueden obtener. Los datos anteriores permiten calcular los ahorros a largo plazo de cada instalación y, a esos efectos, es importante considerar que una instalación solar térmica bien diseñada y mantenida puede tener una vida útil superior a 50 años.

Por Pascual Polo, director general de ASIT Solar Térmica, y coordinador de la Plataforma Tecnológica Española de Energía Solar Térmica de baja temperatura (SolPlat).

Más información:

→ <https://www.asit-solar.com>



¿Una buena batería a lo grande? ¡El agua!

A medida que avanza la transición hacia un sistema eléctrico dominado por las energías renovables, la capacidad de almacenar y distribuir electricidad durante largos periodos se muestra fundamental para equilibrar la generación variable de energías como la eólica y la solar, garantizar la estabilidad y la resiliencia de la red y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. La hidroeléctrica de bombeo (o reversible) ayuda a conseguir todo ello, al almacenar gran cantidad de energía y generar electricidad de manera rápida, lo que la convierte en una opción óptima de almacenamiento a lo grande.

Pepa Mosquera

En septiembre de 2025, la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA), junto con la europea Eurelectric, presentaban un documento titulado The Paris Pledge, instando a los responsables políticos de la Unión Europea y de los países miembros a crear las condiciones adecuadas para acelerar, de manera urgente, el desarrollo de la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo. Las dos asociaciones, y las 50 entidades que firman el documento, argumentan que ampliar la capacidad de almacenamiento de electricidad a largo plazo garantizará un proceso de electrificación seguro y fiable y una transición energética justa, “resolviendo las deficiencias existentes en materia de

almacenamiento de electricidad e infraestructuras y apoyando los sistemas de energía eléctrica en rápida evolución”.

A día de hoy, en Europa hay unos 48 GW de capacidad instalada en centrales hidroeléctricas de bombeo y más de 32 GW en desarrollo. España contribuye a la cifra con 6 GW operativos, repartidos entre las 18 centrales de bombeo diseminadas por todo el territorio nacional. Son cuatro gigavatios menos que los planteados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para 2030. La Administración ha trazado una ruta para alcanzar esos 4 GW que faltan y llegar a los 10 GW en el plazo señalado. Está plasmada en el Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía

(PNAHE). Y hay 46 solicitudes de nuevos proyectos que permitirían incluso duplicar la cifra.

Coordinado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y financiado con fondos europeos, el PNAHE impulsa la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles (y otras tecnologías de almacenamiento), utilizando embalses estatales y promoviendo la inversión privada. El programa tiene identificados 37 emplazamientos donde se podrían desarrollar estos proyectos: 29 de bombeo puro (el agua se mueve entre un embalse superior e inferior sin aportes naturales, o con aportes mínimos), con una capacidad estimada de almacenamiento de 77,6 GWh y una potencia en regulación diaria de casi 9 GW; y ocho proyectos de bombeo mixto (el embalse superior recibe también aportaciones naturales superiores al 5%), que añadirían 1,5 GW mas.

■ Zancadas frente a pasitos

En declaraciones a Energías Renovables, Santiago Gómez Ramos, presidente de APPA Renovables, afirmaba recientemente que los bombeos hidráulicos deben ser la columna vertebral del almacenamiento en España. “La hidráulica –decía– es fundamental por su capacidad de gestión y su labor como garante del control de tensión y





frecuencia; y tiene un grandísimo potencial para incorporar bombeos y convertirse en la gran “batería” de España”.

Ahora bien, una central de bombeo no se construye en dos días. La complejidad técnica que conlleva montar un “circuito” de semejante calibre, mas la burocracia que las acompaña (planificación ambiental, permisos de conexión...), sumado a las exigencias económicas, no facilitan precisamente el proceso. Iberdrola, por ejemplo, ha tardado más de diez años en inaugurar su bombeo buque insignia: el Complejo Hidroeléctrico de Tâmega, ubicado cerca de Oporto (Portugal), y formado por tres centrales: la hidroeléctrica de Alto Tâmega, con una capacidad instalada de 160 megavatios, la central de almacenamiento por bombeo de Gouvães, de 880 MW, y la central de Daivões, de 118 MW.

A todo ello hay que añadir el considerable número de centrales hidroeléctricas reversibles de promoción privada que están viendo “inexplicablemente ralentizada” su tramitación, según denuncia Raúl García Posada, director general de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen). De acuerdo con la asociación, desde 2019 el sector privado ha impulsado en España más de 50 proyectos de almacenamiento hidráulico mediante bombeo reversible, con una capacidad conjunta superior a 20 GW. Estas iniciativas incluyen solicitudes de concesión en embalses tanto de titularidad estatal como no estatal, muchas de ellas con estudios de ingeniería y medioambientales ya muy avanzados. Pero dado el retraso que acumula la tramitación de estos proyectos, García Posada cree que el muchos de ellos no van a encajar con los objetivos que ha fijado el Gobierno en el PNIEC 2030. “En el mejor

de los escenarios -advierte-, la construcción de los primeros proyectos no comenzaría antes de 2032-2036”. Esto es, fuera de plazo.

“El PNAHE es un paso largamente esperado por el sector, pero llega con un notable retraso y un calendario que amenaza con posponer en exceso la entrada en operación de nuevas centrales de bombeo, más allá

Arriba, La Muela. Esta central, situada en la provincia de Valencia, tiene dos fases y supone una reserva energética de 24GWh, capaz de abastecer el consumo diario de 6,75 millones de personas.

En página anterior: Visita del presidente de la Xunta de Galicia a la central hidroeléctrica Santiago Sil-Xares

“Gigabaterías” recargables

A fecha de hoy, en España hay 18 centrales de bombeo hidráulico operativas. Todas ellas se sitúan en ubicaciones estratégicas. Estas son algunas de las mas significativas.

La Muela. Situada en Cortes de Pallás (Valencia), en la margen derecha del río Júcar, es considerada la mayor hidroeléctrica de bombeo de Europa. Cuenta con una capacidad instalada de 1.482 MW y está formada por siete grupos de turbinas reversibles que aprovechan el desnivel de 500 metros entre el depósito artificial de La Muela y el embalse de Cortes de Pallás.

Otra de las grandes es **Villarino** (Salamanca), en la presa de Almendra. Tiene 810 MW de potencia instalada reversible y genera energía para abastecer a casi medio millón de hogares. Utiliza el desnivel de 400 metros entre los embalses de Almendra y de Aldeadávil.

La central reversible de **Saucelle** esta ubicada en el río Duero, a su paso por Salamanca y forma parte del conjunto de infraestructuras los “Saltos del Duero”. Estos grupos suman, en conjunto, una potencia de más de 500 MW.

Santiago-Sil-Xares está ubicada en el término municipal de Vilamartín de Valdeorras (Ourense), dentro de la cuenca del Sil. Suma 50 MW de potencia y una capacidad de almacenamiento de casi 3 GWh. En 2024, Iberdrola le añadió una batería de 5 MWh para optimizar el acoplamiento a la red de los grupos reversibles de bombeo existentes.

El complejo de **Tâmega** se localiza en el norte de Portugal, pero forma parte de un gran proyecto compartido que también beneficia a España. Con una capacidad instalada de 1.158 MW y una reserva de energía de 40 millones de kWh, se trata de una de las mayores instalaciones de almacenamiento de energía de Europa.

Todas estas centrales están operadas por Iberdrola. Endesa también participa activamente con centrales de bombeo reversibles, como la de **Tajo de la Encantada**, en Málaga. Y otras compañías, como EDP y Magtel, están desarrollando nuevos proyectos.

La central hidroeléctrica de bombeo reversible de **Salto de Chira**, en Gran Canaria, cofinanciada por la UE e impulsada por Red Eléctrica (REE), es otro proyecto de gran relevancia. Con 200 MW y una capacidad de 3,5 gigavatios hora de almacenamiento, será capaz de atender el 36% de la punta máxima de demanda total de toda la isla y permitirá aumentar en un 37% la producción renovable, según REE.



Cómo funciona una central de bombeo. 1) Exceso de energía renovable; 2) Bombeo del agua; 3) Regulación del sistema hidráulico; 4) Almacenamiento en el embalse superior; 5) Lista para generar energía. Infografía: Iberdrola

de bombeo, que agilice y priorice la tramitación de estas centrales. Señala, asimismo, que hace falta una mayor coordinación entre las administraciones competentes en agua, medioambiente e industria.

■ Ayudas del Miteco

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) ha lanzado hasta el momento dos convocatorias para proyectos innovadores de almacenamiento energético mediante bombeo reversible. Se enmarcan en el programa Boralmac (ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento por bombeo reversible dentro del Perte ERHA).

La última de las convocatorias, dotada con 90 millones de euros y presentada en enero, permitirá instalar una potencia cercana al gigavatio y supondrá una capacidad adicional de almacenamiento para el sistema eléctrico de unos 7 GWh. A través de esta convocatoria, gestionada por el IDAE, se financiarán actuaciones consistentes en la creación de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles, la ampliación o modificación de las existentes, la transformación de centrales convencionales en bombeos o el aprovechamiento de embalses ya en uso para incrementar o mejorar el almacenamiento hidráulico. En el proceso de selección, además de la viabilidad económica de los proyectos, se valorará también la facilidad de integración de energías renovables en los mismos, la creación de empleo asociado a su desarrollo, la equidad de género, su impacto en la cadena de valor industrial donde se ubican y su nivel de innovación.

Esta nueva edición del programa Boralmac da continuidad a la primera, de diciembre de 2023, en la que se adjudicaron ayudas por 100 millones de euros a cuatro proyectos de bombeo que suman algo más de 2 GWh de capacidad de almacenamiento. Uno de estos proyectos se localiza en Alcántara (Cáceres) y aprovecha las infraestructuras de dos embalses ya existentes. Los otros tres corresponden a nuevas centrales reversibles situadas en Torre del Bierzo (León), Velilla del Río Carrión (Palencia) y La Fatarella (Tarragona).

Más información:

- www.hydropower.org/iha/the-paris-pledge
- <https://asealen.es>
- www.appa.es
- www.iberdrola.com

La orografía manda

No todas las orografías permiten montar centrales de bombeo. Según datos de la red global y *think tank* REN21, en 2023 solo había 6,5 gigavatios de bombeos instalados en todo el mundo, muy lejos de los 100 GW que instaló ese año el sector eólico o los 345 GW aportados por el fotovoltaico.

La irregular orografía de España, con sus marcadas diferencias de altura, ofrece, sin embargo, una buena oportunidad para instalar hidroeléctrica de bombeo, ya que estas centrales están formadas por dos embalses situados en diferentes cotas, conectados por un salto de agua, para generar la electricidad. El agua se bombea desde el embalse situado en la cota mas baja hacia el superior cuando la electricidad es mas barata (y, por tanto, el coste del bombeo, bajo) y se vuelve a dejar caer cuando más cara está la luz. Así se puede generar energía rápidamente para cubrir picos de demanda. Otra de sus ventajas es que el agua no se gasta, solo se mueve entre embalses. Es decir, se reutiliza.

Para valorar si es viable o no un emplazamiento, Iberdrola –la compañía que tiene mas centrales de este tipo en España– propone una serie de criterios. Por ejemplo, lo considera viable cuando la distancia entre los dos embalses es de menos de 15 kilómetros (más allá entiende que va a ser muy costoso) o cuando el salto es de más de 200 metros.

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), las centrales hidroeléctricas de bombeo representan actualmente más del 90% de la capacidad de almacenamiento energético de la Unión Europea. En España, prácticamente todo el parque surgió entre los años 60 y los 90 del siglo pasado, ante la necesidad de gestionar la electricidad.

de las necesidades descritas en el PNIEC”, advierte García Posada. “Los primeros tres concursos correspondientes a 12 proyectos considerados prioritarios podrían convocarse en el último trimestre de 2027, aunque su resolución posiblemente se extendería más allá de ese año. La convocatoria y tramitación de los proyectos restantes se distribuiría a lo largo de los años siguientes, con el objetivo de adjudicar la totalidad de los 37 proyectos antes de 2035”, añade. “Esto implicaría que, en el mejor de los escenarios, la construcción de los primeros proyectos no comenzaría antes de 2032-2036 y que los últimos podrían no entrar en operación hasta más allá de 2042”.

Así las cosas, la meta del PNIEC resulta inalcanzable. Solo se podría cumplir “si se acelera la tramitación y la puesta en marcha de un mecanismo de capacidad que permita consolidar la construcción de los proyectos con permisos ya obtenidos, al tiempo que se impulsa el avance de los proyectos privados en curso, condicionados a la concesión de Dominio Público Hidráulico (Dirección General del Agua) y al Punto de Acceso y Conexión (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)”, afirma el director del Asealen. Ante ello, la asociación pide desbloquear los proyectos en tramitación y crear un marco específico de acceso y conexión a la red para las centrales



Raúl García Posada

Director de Asealen

“El potencial del almacenamiento hidráulico en España no se puede retrasar más”

Creación de empleo local, sinergia con actividades agrícolas y forestales, lucha contra incendios, gestión hídrica... son otras virtudes que acompañan a esta tecnología, según destaca el director de la Asociación de Almacenamiento de Energía.

■ **¿Existe demasiada burocracia en torno a la construcción de las centrales de bombeo? ¿Se podría simplificar el proceso?**

■ La respuesta directa es sí. De partida es un proceso con tres trámites claros independientes: i) Acceso a red, con toda su problemática que es común a cualquier almacenamiento; ii) la concesión de uso de agua; iii) tramitación ambiental y administrativa. Estos tres elementos son necesarios y no se pueden simplificar, pero la interrelación entre ellos, el trámite en paralelo o incluso el otorgamiento conjunto de los tres elementos son opciones sobre las que hay que trabajar. La administración pública ha de ser una y resolver los trámites de forma interdepartamental. De manera adicional, la particularidad del trámite concesional de aguas sí debería ser revisado de forma integral para las centrales hidroeléctricas reversibles, clarificando de partida su papel en los planes de cada cuenta, las tasas de tramitación, la convivencia con otras concesiones y embalses... todo ello, con el objetivo de acortar plazos y tiempos muertos.

■ **Contar con una regulación que priorice el almacenamiento de energía, ¿beneficiará a estas centrales?**

■ Ya se han dado pasos en esa dirección con tratamiento y parámetros específicos en las especificaciones de detalle de acceso a red de la generación y de la demanda en la red de transporte. Ya hay una capacidad publicada para almacenamiento como generador y REE tiene que publicar la de demanda correspondiente a enero de 2026. Lo que hay que hacer es que esa capacidad que solo pueden solicitar las instalaciones de almacenamiento no quede reservada, bloqueada, por concursos de capacidad de acceso de generación o de demanda. Además, desde Asealen hemos solicitado que se tengan en cuenta las zonas de alto potencial de almacenamiento hidráulico de energía para que la red eléctrica sea capaz de otorgar el acceso, bien directamente por reserva, bien por un compromiso de desarrollo de red paralelo al de la construcción del proyecto. Lo que no se puede admitir son situaciones ocurridas en el pasado con subestaciones que se han planificado por peticiones de acceso a red de bombeos y luego la capacidad de acceso ha sido otorgada a otro tipo de tecnologías que, además, pueden desarrollarse en múltiples zonas del territorio peninsular.

Caso aparte es la propuesta de acceso flexible a las redes de distribución, que resulta claramente insuficiente.

■ **¿Haría falta, también, mejorar la coordinación entre CCAA?**

■ Las comunidades autónomas que tienen competencias propias en la gestión de cuencas intracomunitarias están siendo resolutivas. Y la



tramitación ambiental y administrativa es mayoritariamente estatal, por el tamaño de los proyectos.

■ **¿Qué opina de las dos convocatorias para centrales de bombeo reversible lanzadas hasta ahora por el IDAE?**

■ Ante la falta de otras alternativas, tales como un mercado de capacidad o un instrumento específico para almacenamiento de larga duración, han resultado válidas para impulsar el sector. Además, la ampliación de plazos conseguida para los proyectos de la primera convocatoria del PERTE y que aplican también para la segunda, abierta recientemente, reduce ese riesgo de plazo, por lo que consideramos que son proyectos que llegarán a término. No en 2030... pero sí llegarán a término.

Respecto a la convocatoria FEDER, el punto más destacable que tienen es la alta intensidad de ayuda de los proyectos ganadores, entre el 36% y el 61%. El plazo es más ajustado, pero suficiente para su desarrollo, y confiamos en el éxito de los proyectos.

En todo caso, los objetivos del PNIEC respecto a bombeo a 2030 no se cumplirán. Está por ver si se alcanzarán en 2032, en 2035 o más allá, pero lo que tenemos claro desde Asealen es que el potencial del almacenamiento hidráulico en España, como tecnología de almacenamiento de larga duración, con alto componente local, impacto directo en empleos y actividad económica en la zona de los proyectos, sinergia con actividades agrícolas y forestales, lucha contra incendios, gestión hídrica y adaptación al cambio climático, es una realidad que no podemos retrasar más. ■



MOVILIDAD

Cargadores, *apps* y paciencia: así es recargar un coche eléctrico en España

La recarga pública de vehículos eléctricos tiene algo de rito tecnológico: cables, enchufes, aplicaciones, tarifas que cambian según el operador, y una pregunta que lo domina todo: ¿saldré de aquí en 15 minutos o una hora y media? Mientras Europa trata de poner orden en el caos de conectores y pagos, España sigue ampliando red de carga pública, pero la experiencia cotidiana de los conductores de coches eléctricos todavía se juega en un campo minado de compatibilidades y puntos que aparecen en el mapa, pero no siempre en la vida real.

Manuel Moncada

Pongámonos en situación. Son las 22:47 de una fría noche de invierno en los páramos de Castilla. Llegas a un área de servicio de autopista y te bajas de tu coche eléctrico con la misma esperanza con la que uno entra a una farmacia de guardia: “Esto tiene que funcionar”, te dices a ti mismo. La pantalla del cargador dice “Listo”. Lo enchufas. Nada. Vuelves a enchufarlo. Nada. Escaneas un QR, instalas una *app*, creas una contraseña, verificas el correo... y entonces descubres el detalle cruel: el poste tiene CCS (carga rápida hasta 350 kW) y tu coche solo admite CHAdeMO (suele alcanzar un máximo de 100 kW). Esta es una escena más habitual de lo que uno podría imaginar. Y es que la carga del vehículo eléctrico sigue siendo uno de los aspectos que más dudas genera entre compradores y usuarios, a pesar de tratarse de un proceso seguro, regulado y cada vez más accesible, aseguran desde la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive).

Según las últimas cifras Aedive, que agrupa empresas de toda la cadena de valor de la movilidad eléctrica (fabricantes, operadores de recarga, instaladores, tecnología, servicios, etc.) y actúa como interlocutor del sector ante administraciones y otros actores, ya contabiliza 50.000 puntos de recarga pública operativos en España desde 2025.

Sin embargo, la movilidad eléctrica no solo afronta el reto de la disponibilidad de más puntos de carga a lo largo y ancho de la geografía: necesita que esas instalaciones estén operativas de forma ininterrumpida y bajo estrictos estándares de seguridad. Y es que los puntos de recarga se han convertido en un elemento crítico para la expansión de la movilidad eléctrica, debido a que de ellos depende la capacidad del usuario para llegar a su destino.

“A menudo ponemos el foco de la movilidad sostenible en el número de puntos de carga instalados, pero no en que esos puntos



funcionen correctamente y ofrezcan un servicio seguro y eficiente”, destaca Ander Aguirrebeitia, Business Developer de Wireless Logic. “Por eso, es necesario replantear muchas estrategias de crecimiento en este sector para enfocarlas no solo al incremento bruto de puntos instalados, sino a la mejora de sus capacidades de conectividad”, añade.

Se calcula que solo en Europa hay alrededor de un millón de puntos de carga para vehículos eléctricos, pero estas instalaciones no siempre están operativas. Además, desde abril de 2024, los puntos de carga de acceso público deben incorporar métodos de pago accesible y ofrecer información transparente sobre disponibilidad y coste de utilizar el cargador. Algo a lo que, como explican desde Wireless Logic, debe sumarse la seguridad del punto de carga para evitar ciberataques que pongan en peligro su continuidad y la integridad del vehículo del usuario.

■ El mapa del enchufe

Si hubiera que explicar la recarga europea con un dibujo rápido, el trazo grueso tendría dos conectores:

- **Tipo 2 (AC)** para corriente alterna: la carga típica en ciudad, parkings, hoteles, trabajo o vía pública.
- **CCS Combo 2 (DC)** para corriente continua: la carga rápida y ultrarrápida, esencial para carretera.

La European Alternative Fuels Observatory (EAFO), que es el Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos, el portal de referencia de la Comisión Europea que recopila y publica datos e información sobre combustibles alternativos y su infraestructura, lo resume desde la óptica de interoperabilidad: en la UE, los puntos de recarga DC deben equipar (como mínimo) conectores CCS (Combo 2).

El problema no es que existan dos estándares dominantes, el problema es que el usuario se topa con los “otros” justo cuando menos le conviene.

- **CHAdemo (DC)**: el estándar japonés presente en Europa por legado de modelos y estaciones de etapas anteriores.
- **Tipo 1 (J1772, AC)**: es minoritario en España, más típico de Norteamérica o importaciones.
- **“Plan B” doméstico**: adaptadores, útiles para salir del paso, pero no para viajar con confianza, ya que eso se parece a viajar con tres cargadores de móvil para cargar un solo teléfono.

■ El factor tiempo

En el ámbito de la recarga de vehículos eléctricos, los kilovatios (kW) acaparan los titulares, pero lo que más le importa al usuario es otra cosa: su tiempo. Y la relación entre kW y minutos es una curva, no una promesa.

La carga rápida/ultrarrápida sucede sobre todo en DC (corriente continua), mientras que la carga cotidiana suele hacerse en AC (corriente alterna). Esa distinción aparece como primer punto del decálogo que el sector (Aedive) acaba de publicar para responder dudas comunes, el cual abordaremos más adelante.

El punto clave para los casos prácticos de la vida real de un conductor de coche eléctrico es que aunque un poste anuncie 350 kW, el coche puede cargar a menos potencia por cuatro causas habituales:

1. **Límite del coche** (no todos admiten picos altos).
2. **Estado de carga** (a más %, menos potencia para proteger la batería).
3. **Temperatura** (sin preacondicionamiento, cae el rendimiento).
4. **Power sharing** (reparto de potencia si hay varios coches cargando).

Esto puede hacer el protagonista de nuestra historia, que está cargando el coche en una estación de servicio en una noche de invierno,



se quede sorbiendo su café ingenuamente mientras el poste que le promete 150 kW no es capaz de desarrollar todo su potencial.

Pero vayamos al tiempo, que vale su peso en oro. El tiempo de carga depende sobre todo de dos cosas: la potencia del punto (kW) y el tamaño de tu batería (kWh).

Imaginemos un caso típico: un coche con batería de 60 kWh y una recarga de viaje del 20% al 80%. Eso equivale a meter unos 36 kWh.

Con Tipo 2 (AC), la carga de ciudad, hablamos de horas. En AC la potencia real suele estar limitada por el cargador embarcado del coche, ya que aunque el poste anuncie 22 kW, muchos coches cargan a 7,4 u 11 kW. En ese ejemplo (36 kWh), a 3,7 kW se tardaría alrededor de 9 h 45 min; a 7,4 kW unas 4 h 50 min; a 11 kW unas 3 h 15 min; y a 22 kW, alrededor de 1 h 40 min. Por eso AC encaja bien cuando se va estar aparcado un buen rato, como en el trabajo, en un hotel o un centro comercial.

Con CCS Combo 2 (DC), carga rápida o ultrarrápida, la de carretera, hablamos de minutos. La estación entrega corriente continua directa a la batería, pero la velocidad real depende del límite del coche, la temperatura y del porcentaje de batería. Para el mismo ejemplo, un punto de 50 kW suele dejar el 20-80% en 40-60 minutos. En cargadores de 100-150 kW, lo habitual es entre 20-35 minutos. Y en ultrarrápidos de 250-350 kW, si el coche puede aprovecharlo y la batería está en condiciones, puede bajar a 15-25 minutos.

Un matiz importante: la potencia del poste no siempre es el número que el conductor necesita. Como hemos comentado, puedes enchufar a 350 kW y cargar a 120 kW si ese es el máximo del coche, o si la batería ya va alta de carga. Además, del 80% al 100% a menudo tarda casi tanto como del 20% al 80%, porque el coche reduce potencia para proteger la batería.

En resumen: Tipo 2 (AC) es recarga de rutina, normalmente en horas, ideal para cuando llegas a destino, y CCS (DC) es recarga de viaje, en minutos, ideal para carretera, pero su velocidad real depende de coche, temperatura y porcentaje de batería.

■ La jungla de aplicaciones

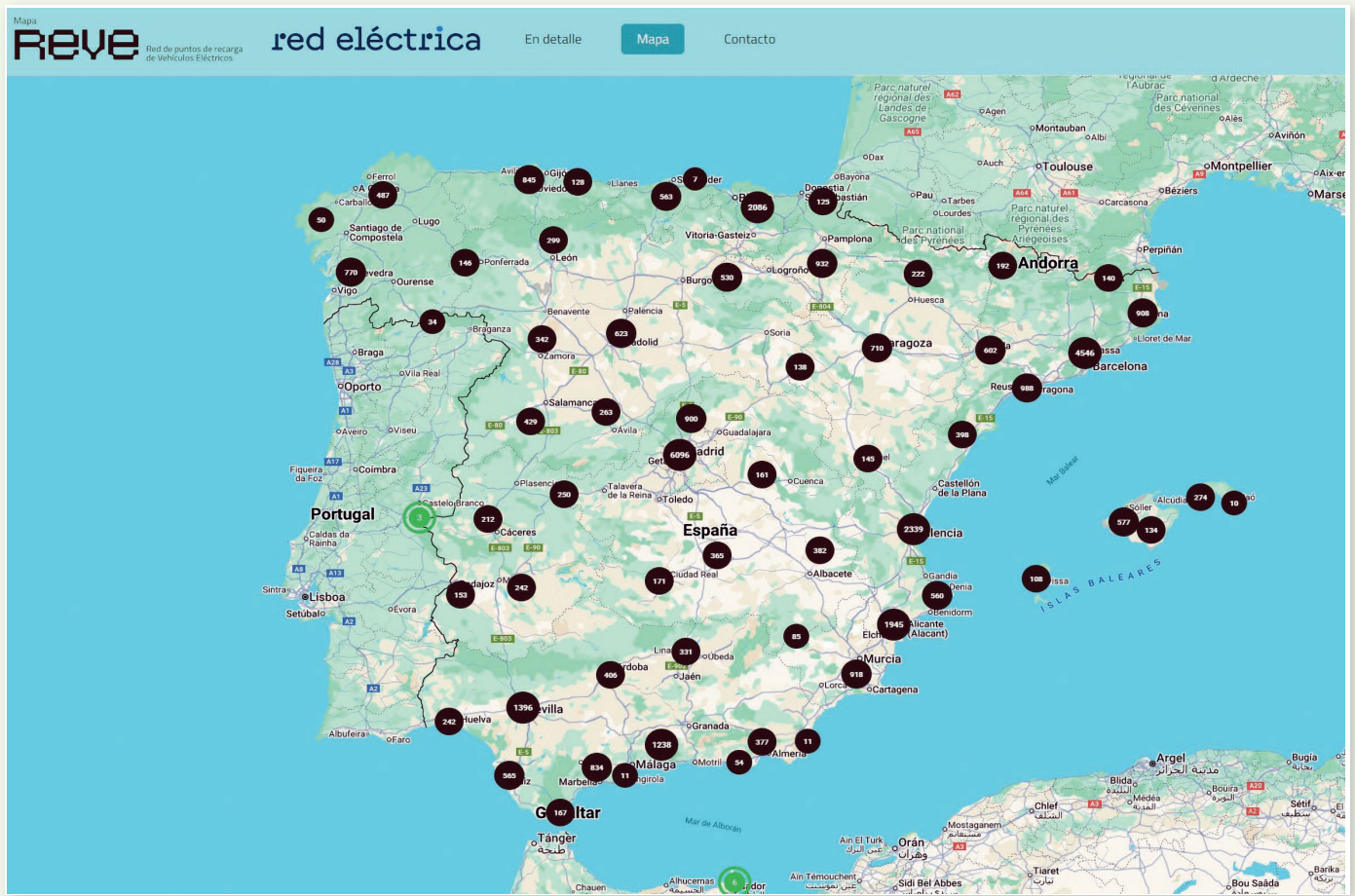
Lo cierto es que la frase más repetida en el ámbito de la recarga pública de vehículos eléctricos no es “¡qué rápido carga!”, sino “¿cómo se activa?”.

Y es que los conductores se mueven en una jungla: cada operador con su *app*, cada *app* con su alta, cada alta con su verificación, y el QR como puerta giratoria. En paralelo, Europa ha empujado una idea simple: que el usuario pueda recargar “ad hoc” (sin contrato previo) y con precio transparente, algo recogido en el reglamento AFIR, que es la norma de la UE que pone reglas obligatorias para desplegar y operar una red de recarga eléctrica y repostaje de combustibles alternativos de forma densa, interoperable y fácil de usar.

La traducción de todo esto al lenguaje del área de servicio es que pagar no debería depender de instalar “la *app* correcta” a la primera, con cobertura dudosa y contraseñas eternas. Las *apps* seguirán existiendo (a veces con mejores tarifas o planificadores), pero el objetivo regulatorio es que no sean un peaje obligatorio. Quizás habría que avanzar hacia un modelo de *app* común a todos los operadores para



Red de puntos de recarga de vehículos eléctricos



que cargar el coche no sea un quebradero de cabeza que disuada a los conductores de comprar un vehículo eléctrico.

■ La red española saca músculo en la alta potencia

Aquí conviene mirar cifras, pero también entender por qué hay varias “fotografías” del mismo paisaje, lo cual puede resultar confuso. Aedive (con datos recogidos del conjunto de operadores nacionales) cifra en 50.000 los puntos operativos al cierre de 2025, un 10,18% más que en 2024, y subraya que el mayor crecimiento se da en la alta potencia.

También detalla el salto en tramos clave para viajes:

- Los puntos de 50 a 250 kW crecen un 106,47% (más del doble).
- Los puntos por encima de 250 kW crecen un 85,82%.

Y el mapa territorial repite un patrón: Cataluña, Madrid y Andalucía concentran casi el 49%; sumando Comunidad Valenciana, se roza el 60%.

Aun así, hay otra cifra que ha entrado fuerte en el debate, ya que la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (Anfac) habla de 53.072 puntos de recarga de acceso público a 31 de diciembre de 2025, y añade un dato que explica muchas historias de carretera: según sus datos, de esos más de 50.000 puntos hay 16.340 instalados pero no operativos (por avería o por no poder conectarse a la red).

Esto no es una contradicción, necesariamente, ya que esta diferencia normalmente refleja diferencias de metodología, definición y corte (qué se considera operativo, cómo se consolidan las altas y las bajas, y qué entra en acceso público).

Más allá de las cifras del sector, para el conductor la conclusión importante es más simple, y no hay más que preguntar por la calle o

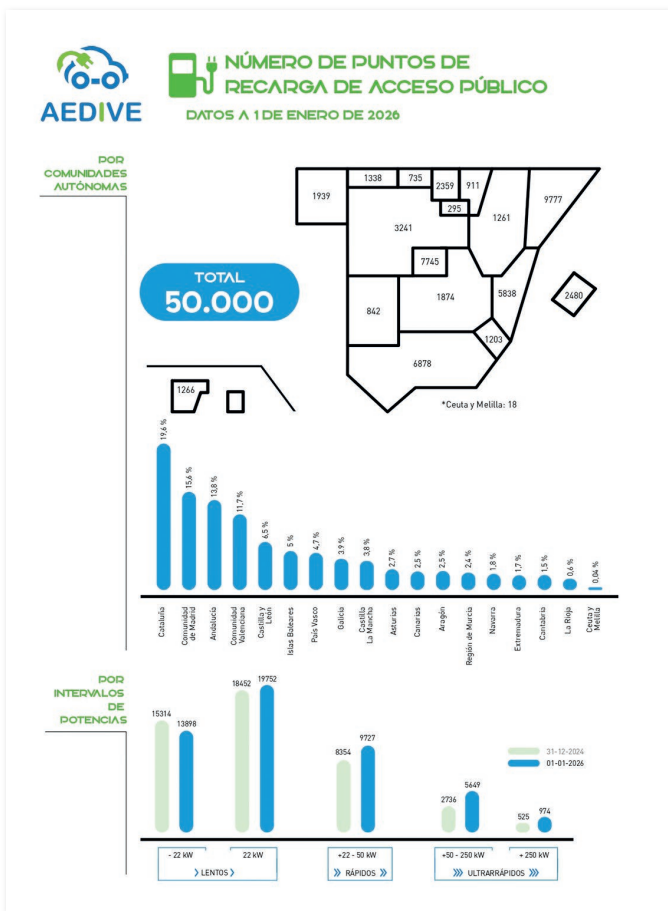
a alguien que no trabaje o tenga intereses en el sector de la movilidad eléctrica: la red crece, pero la disponibilidad real aún no siempre acompaña al mapa.

En carretera, el conductor no pregunta “¿habrá cargador?” sino: ¿habrá varios en el mismo sitio? ¿funcionarán? ¿de cuánta potencia? ¿podré pagar de manera directa y sencilla, sin tener que pasar por un circuito de obstáculos? ¿estarán ocupados?

■ Mapa de puntos de recarga

Y es que la duración de la batería es un asunto prioritario a la hora de planificar un viaje de larga distancia con un vehículo eléctrico, por lo que es preciso saber dónde están y cuántos encontraremos por el camino. Esa es precisamente la finalidad del Mapa Reve (Red de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos), una aplicación diseñada por el Ministerio para la Transición Ecológica para localizar y conocer el estado de los puntos de recarga de toda España en tiempo real. Justo lo que un conductor necesita para comprobar que dispone de puntos de recarga de sobra y que no se va a quedar tirado.

La nueva herramienta ofrece información sobre la disponibilidad y los precios de más de 25.600 puntos de recarga pública, es decir, más del 80% de los puntos disponibles, a menos de 50 km de distancia de cualquier ubicación del territorio peninsular. El mapa está en permanente actualización para incorporar todos los puntos de recarga con datos de los más de 180 operadores hasta recoger la práctica totalidad de este tipo de instalaciones en el país. Reve cuenta también con información sobre la disponibilidad y el precio de la recarga, además de datos sobre la ubicación, el horario, el operador, el conector, el método de pago, la potencia, los servicios complementarios, y la in-



formación sobre el tráfico.

■ Decálogo de la Carga del Vehículo Eléctrico

La carga del vehículo eléctrico sigue siendo uno de los aspectos que más dudas genera entre compradores y usuarios, a pesar de tratarse de un proceso seguro, regulado y cada vez más accesible. Para dar respuesta a estas inquietudes y seguir avanzando en la normalización de la movilidad eléctrica, Faconauto y AEDIVE han presentado el Decálogo de la Carga del Vehículo Eléctrico, el segundo documento de esta serie divulgativa impulsada conjuntamente por ambas organizaciones.



t e

Tras la publicación del primer Decálogo de Seguridad del Vehículo Eléctrico, centrado en desmontar mitos relacionados con incendios, mantenimiento y seguridad, este nuevo documento pone el foco en la recarga, abordando de forma clara y pedagógica cómo funciona, qué opciones existen y qué buenas prácticas garantizan una experiencia segura y sin complicaciones en el día a día.

Ambas entidades coinciden en que la carga no debe percibirse como una barrera, sino como un proceso integrado en la rutina del usuario, comparable a cualquier otro hábito cotidiano. La clave, señalan, está en ofrecer información rigurosa, comprensible y práctica, especialmente en el momento de la compra y durante el acompañamiento posterior al cliente.



XUNTA DE GALICIA



Feira Internacional de Galicia ABANCA

ENERXÉTICA

ENERXÉTICA

2026

25 - 27 de marzo

SILLEDA - GALICIA - ESPAÑA



www.enerxetika.com
#enerxetika26

Coincidente con la Feria de Servicios Municipales:





■ Diez claves para recargar con confianza

■ 1. Carga en AC o en DC: conoce las dos formas de recargar

- AC (corriente alterna): la más común y económica, disponible en casa, *parkings*, calles, sector terciario, lugares de trabajo... potencia habitual: de 3,7 a 22 kW.
- DC (corriente continua): la carga rápida para viajes, con potencias desde 50 hasta por encima de 400 kW en cargadores ultrarrápidos. Disponible en calles, carreteras, estaciones de servicio...

En la Unión Europea, los conectores están normalizados y podrás recargar en ambos casos.

■ 2. Carga en AC: la opción ideal para casa, trabajo, *parkings*, calles, sector terciario...

- Permite recargar en garajes privados o comunitarios, *parkings*, hoteles, restaurantes, calles, empresas... es decir, donde el coche pasa varias horas estacionado.
- Filosofía clara: "coche parado = coche cargando".
- Es la más económica con diferencia, porque necesita menos potencia y los equipos de recarga son mucho más sencillos.
- Instalación más sencilla y asequible.

■ 3. Carga en DC: la aliada para tus viajes largos y para cargar rápido

- Recupera gran parte de la autonomía en pocos minutos.
- Cada vez hay más puntos rápidos y ultrarrápidos en ciudades, carreteras, autopistas, estaciones de servicio...
- Permite viajar sin preocupaciones por la autonomía y con menos tiempos de espera, en una experiencia similar al repostaje de un vehículo de combustión.

■ 4. La red pública de recarga crece y es fácil de usar

- En España puedes localizar puntos en la aplicación oficial Reve, con información de ubicación, potencia y disponibilidad en tiempo real.

- El proceso de carga es digital.
- Para cargar es recomendable tener alguna de las múltiples plataformas de los proveedores de recarga en tu teléfono móvil. Es común que haya interoperabilidad y que con una aplicación puedas tener acceso a puntos de recarga de diferentes operadores.

- En cualquier caso, también es posible el pago directo con tarjeta bancaria.

- En Europa, gracias a la interoperabilidad, puedes usar una sola aplicación para pagar, cargar y acceder a los distintos operadores.

■ 5. Potencia y energía no son lo mismo: velocidad frente a capacidad

- Potencia (kW): es la velocidad de carga. A más potencia, menos tiempo empleas en cargar la batería de tu coche.
- Energía (kWh): es necesaria para mover el coche. Se almacena en la batería, que tiene una determinada capacidad medida en kWh (consulta la capacidad de la batería de tu coche en kWh).
- Tiempo de carga = Capacidad batería (kWh) / Potencia del cargador (kW). Ejemplo: batería de 60 kWh en un cargador de 11 kW = unas 5,5 horas
- El consumo real de energía aproximado de un coche eléctrico está entre los 15 y 20 kWh/100km. Depende de tipo de conducción, velocidad, orografía, peso del vehículo, etc.

■ 6. Cada coche tiene un límite máximo de carga

- Si conectas tu coche a un punto de recarga de muy alta potencia, el coche solo cargará hasta la potencia que admita. Ejemplo: si tu coche soporta 100 kW, y lo conectas a un punto de recarga de 400 kW, cargará a 100 kW.
- Es más, el coche controla una "curva de carga" y va modulando la potencia de carga durante el proceso de carga, para que todo sea totalmente seguro.
- Consulta siempre el manual del fabricante para conocer los límites de tu vehículo.

■ 7. Seguridad primero: instalaciones profesionales y protegidas

- La instalación debe incluir protecciones (diferenciales, magnetotérmicos, sobretensiones...) y estar ejecutada en base a la normativa específica que existe para la instalación de puntos de recarga.
- A la hora de instalar un punto de recarga (sea en AC o en DC) con una empresa instaladora autorizada garantizas la seguridad de tu vehículo y de la propia instalación.
- Nunca improvises con alargadores o enchufes convencionales: no están diseñados para potencias tan altas.

■ 8. Si cargas en un garaje comunitario, informa siempre a tu administrador

- De este modo la instalación queda registrada en los planos del edificio.
- Facilita la labor de los bomberos en caso de emergencia.
- Mejora la seguridad colectiva de todo el garaje.

■ 9. Siempre con profesionales y empresas cualificadas: seguridad y garantía asegurada

- La instalación y el mantenimiento de puntos de recarga requieren formación específica.
- Solo los profesionales certificados pueden garantizar un sistema seguro y duradero.
- Así disfrutas de tranquilidad total cada vez que cargas tu coche.

■ 10. Carga inteligente en AC: programa horarios y ahorra en tu factura

- Muchos cargadores y coches permiten programar la carga en horarios donde la energía suministrada por tu empresa comercializadora es más barata.
- Revisa tu contrato de electricidad para aprovechar las opciones que te ofrece tu comercializadora de horas en las que puedas tener el coche cargando a menor precio.
- Recuerda que si tienes paneles solares puedes utilizar la energía generada para cargar tu coche sin coste.

Además, el documento insiste en una idea que combate mitos: cargar un vehículo eléctrico es un proceso seguro, regulado y cada vez más integrado en rutinas, siempre que se usen instalaciones adecuadas y se sigan recomendaciones técnicas.

En esa misma línea, el director general de Faconauto, José Ignacio Moya, subraya que muchos compradores "necesitan claridad" en aspectos concretos del uso diario como la recarga; AEDIVE, por su parte, enmarca el decálogo como antídoto frente a falsas creencias, tanto en hogar como en red pública.

El subtexto es relevante para el reportaje: no todo es infraestructura. Una parte del problema es cultural y pedagógica: entender potencias, hábitos, tiempos, y la idea de que "cargar" puede ser más parecido a "dormir" (se hace mientras no miras) que a "repostar" (se hace y te vas).

■ Lo que necesitan los conductores

Después de enchufes, kW, reglamentos y decálogos, la demanda real del usuario es sorprendentemente simple:

- **Compatibilidad** (que el conector valga).
- **Accesibilidad** (pagar sin obstáculos).
- **Fiabilidad** (que el punto funcione al llegar).
- **Previsibilidad** (tiempo y coste asumibles).

AFIR empuja el segundo y el cuarto punto (pago *ad hoc* y transparencia); la expansión de alta potencia en vías interurbanas empuja el tercero (si hay más y mejores estaciones, baja el riesgo); y el decálogo intenta empujar el primero y el "cómo" cotidiano (educación práctica).

Al final, el destino de la recarga no es impresionar con cifras enormes, sino lograr algo mucho más difícil y más civilizado: que enchu-



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

Elegir **luz verde** es formar parte del cambio.



En Contigo Energía no seguimos modas: **las iniciamos**. Por eso, fuimos la primera comercializadora de energía **100% renovable de España**.

Hoy, dos décadas después, seguimos caminando junto a miles de personas y empresas que creen, como nosotros, **que cuidar del planeta no es una moda, es un compromiso**.

**La energía del presente
empieza Contigo.**



Contigo
Energía